

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



## **Modelação e Otimização do Funcionamento de uma Central Renovável Virtual**

Ana Rita Reis Machado da Silva

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente**

Dissertação orientada por:  
Ana Estanqueiro (FCUL)  
Joaquim Duque (LNEG)



Aos meus Pais,

pelo infindável apoio e, acima de tudo, por serem uma fonte inesgotável de inspiração. As raízes desta dissertação são os valores que me incutiram e que personificam: muito esforço, avidez de conhecimento, trabalho árduo e determinação.

Graças a eles,

*“Tenho em mim todos os sonhos do mundo”*

Fernando Pessoa



## AGRADECIMENTOS

À Prof. Doutora Ana Estanqueiro, pela orientação preocupada e meticulosa. Pela exigência e “puxões de orelhas”; por ter acreditado e puxado por mim. Pelo inexcedível apoio e pela disponibilidade constante. Pela amizade. Pela grande inspiração que é, enquanto profissional e pessoa.

Ao meu co-orientador, Doutor Joaquim Duque, pelos conhecimentos transmitidos e pela ajuda, que em tantas ocasiões se revelou fulcral para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao António, pela incansável preocupação e disponibilidade, pelo sentido humor irónico que tanto o caracteriza e sempre me fez rir. Ao resto da equipa do LNEG - Teresa, Duarte, João e Hugo. Ao LNEG, pelos recursos e meios disponibilizados.

À Prof.<sup>a</sup> Doutora Maria Manuela Portela, por se ter disponibilizado a facultar-me alguns dados essenciais para este trabalho.

À Raquel, João, Ana Rita e Rui, pelas conversas, jantares, noites de estudo... Por, acima de tudo, terem contribuído para que os últimos cinco anos tenham sido tão singulares.

Aos meus amigos, espalhados do Norte a Lisboa, passando por Oxford, por me terem acompanhado nesta aventura, fosse para celebrar conquistas ou para me ajudarem a saltar barreiras. À Guida que, independentemente do quando e onde, me faz sentir sempre em casa.

À minha família, em especial à minha avó, pelo espírito de união, por me receberem sempre de braços abertos e por todo o carinho.

Aos meus pais e irmã, por serem o melhor sistema de apoio que alguma vez poderia ter. Por tudo, obrigada.



## RESUMO

O vento, a irradiação solar e a pluviosidade são recursos energéticos endógenos que possuem uma elevada variabilidade espacial e temporal e características de não controlabilidade e difícil previsão. Todas estas propriedades conferem variabilidade à energia elétrica obtida a partir destes recursos renováveis, o que introduz complexidade na gestão dos sistemas electroprodutores, bem como das redes elétricas que os servem.

A crescente penetração de fontes de energia renovável com elevada variabilidade no sistema electroprodutor acentua a necessidade de desenvolver modelos de simulação da produção renovável que, além de facilmente integráveis nos instrumentos de gestão do sistema electroprodutor, representem fielmente o comportamento das respetivas centrais e, quando aplicável, do resultado da agregação de várias dessas centrais.

O conceito de Central Renovável Virtual (CRV) surge, então, como uma possibilidade de tirar partido da sinergia entre várias Fontes de Energia Renovável (FER). A complementaridade natural da disponibilidade de alguns recursos permite diminuir as flutuações temporais da potência entregue à rede elétrica pelas centrais renováveis, quando agregados, bem como o estabelecimento de um perfil de produção diário da CRV que melhor se adapte ao perfil de consumos.

Assim, a presente dissertação tem como objetivo principal otimizar o funcionamento de uma CRV para que, mantendo o equilíbrio entre a potência produzida e a potência consumida, se maximize o lucro da mesma.

**Palavras-Chave:** Central Renovável Virtual (CRV), gestão do sistema electroprodutor, integração de FER no sistema electroprodutor, integração de FER em mercado de energia.





## ABSTRACT

The wind, sun and rainfall are renewable endogenous energy resources that are extremely variable, both in time and space, being difficult to control and predict their generation and gives rise to power fluctuations and increases the level of difficulty of the power system and energy networks operations.

The injection of increasing high levels of energy from variable renewable sources in the existing electric power system thus leads to an urging need for developing mathematical models specifically designed to easily integrate the existing power systems' management tools. These models should represent, as faithfully as possible, the behaviour of the renewable power plants connected to the grid.

The concept of a Renewable Virtual Power Plant (RVPP) arises as an opportunity to exploit the synergies between multiple Renewable Energy Sources (RES). The natural complementarity of resource availability allows reducing the temporal fluctuations of the renewable power delivered to the grid, as well as the establishment of a daily CRV production profile best suiting the consumption profile.

Thus, the present work aims to optimize the operation of a CRV in order to, maintaining the balance between power production and power consumption, maximize the profit of the CRV.

**Keywords:** Renewable virtual power plant (RVPP), power system management, integrating RES in power system, energy market integration of RES.



## ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	v
RESUMO .....	vii
ABSTRACT .....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xiii
ÍNDICE DE TABELAS .....	xvii
SIMBOLOGIA E NOTAÇÕES .....	xix
1 INTRODUÇÃO .....	1
1.1 ENQUADRAMENTO .....	1
1.2 MOTIVAÇÃO .....	4
1.3 OBJETIVOS .....	5
1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO .....	6
2 DESAFIOS À LARGA PENETRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA VARIÁVEIS NO TEMPO EM SISTEMAS ELECTROPRODUTORES .....	7
2.1 CICLOS NATURAIS E FLUTUAÇÕES DE POTÊNCIA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVELS .....	8
2.2 EQUILÍBRIO ENTRE PRODUÇÃO RENOVÁVEL E O CONSUMO .....	11
2.3 PRINCÍPIOS DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. NOÇÃO DE RESERVA DE POTÊNCIA .....	15
2.4 FERS EM AMBIENTE DE MERCADO E INCENTIVOS .....	17
3 CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL .....	21
3.1 CONCEITO E DEFINIÇÃO .....	21
3.2 TIPOS DE CENTRAL RENOVÁVEIS VIRTUAIS .....	29
3.2.1 CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL TÉCNICA .....	29
3.2.2 CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL COMERCIAL .....	31
4 MODELO DA CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL .....	33
4.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA .....	33
4.2 MODELAÇÃO DOS COMPONENTES DA CRV .....	34
4.2.1 MODELAÇÃO DAS CENTRAIS RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	34
4.2.2 INTERAÇÃO COM A RESTANTE REDE ELÉTRICA .....	47
4.2.3 CONSUMO LOCAL .....	47
4.2.4 CUSTOS MARGINAIS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA .....	47
4.2.5 PREÇO DA ENERGIA EM MERCADO .....	47
4.3 SISTEMA DE GESTÃO DA PRODUÇÃO DA CRV .....	48
4.4 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO .....	50
5 CENÁRIOS DE ESTUDO E RESULTADOS .....	51
5.1 SIMULAÇÃO ANUAL .....	53
5.2 SIMULAÇÃO SEMANAL .....	56
5.2.1 VARIAÇÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DA ALBUFEIRA .....	60
5.2.2 VARIAÇÃO DO VALOR DA ENERGIA EM MERCADO .....	63

5.3	SÍNTESE DE RESULTADOS .....	66
6	CONCLUSÃO.....	67
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	67
	ANEXO I – MÉTODOS DE MITIGAÇÃO DAS FLUTUAÇÕES RÁPIDAS DA PRODUÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA. ....	I
	ANEXO II – SÉRIES TEMPORAIS .....	VII

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1.</b> Evolução da capacidade instalada (MW) de energias renováveis em Portugal (fonte dados: [3], [5]).....	2
<b>Figura 1.2.</b> Evolução da potência instalada e da capacidade acumulada de centrais eólicas em Portugal. Percentagem da energia eólica no total de energia renovável produzida (adaptado de: [8])2	
<b>Figura 2.1.</b> Escalas de tempo dos ciclos naturais de fontes de energia renovável (adaptado de: [20]).....	9
<b>Figura 2.2.</b> Flutuações da energia eólica e efeitos de suavização através da agregação: potência entregue por 1 aerogerador (linha azul); por 1 central eólica (linha verde); por 4 centrais eólicas (linha vermelha) e por 24 centrais eólicas (linha preta). Valores normalizados [22].....	10
<b>Figura 2.3.</b> Perfil de produção fotovoltaico para diferentes dias do ano de 2015 (fonte dados: [25]). .....	11
<b>Figura 2.4.</b> Variação esporádica do consumo no Brasil. Representação do perfil de consumo durante um dia típico (linha azul) e durante o mundial de futebol (linha vermelha) [10].....	12
<b>Figura 2.5.</b> A representação do perfil de produção eólico (verde), o perfil de consumo (amarelo) e o perfil de consumo líquido (laranja) [29].....	13
<b>Figura 2.6.</b> Representação do perfil de consumo líquido (dia 31 de Março) no estado da Califórnia, à medida que a penetração solar fotovoltaica aumenta [31].....	13
<b>Figura 2.7.</b> Perfil de carga e geração no dia 28 Dezembro 2015 (fonte dados: [25]).....	14
<b>Figura 2.8.</b> Perfil de carga e geração no dia 04 Janeiro 2015 (fonte dados: [25]).....	15
<b>Figura 2.9.</b> Exemplos de Variabilidade e Incerteza (adaptado de: [33]).....	16
<b>Figura 3.1.</b> Número de horas equivalentes à potência nominal das centrais hídricas desde 1997 até 2015, em Portugal (fonte dados: [3], [5]).....	22
<b>Figura 3.2.</b> Número de horas equivalentes à potência nominal das centrais eólicas desde 1997 até 2015, em Portugal (fonte dados: [3], [5]).....	22
<b>Figura 3.3.</b> Representação esquemática de controlo centralizado com CRV [52]. .....	24
<b>Figura 3.4.</b> Representação esquemática de controlo descentralizado com CRV [52].....	24
<b>Figura 3.5.</b> Controlo inteiramente descentralizado de FER [52].....	24
<b>Figura 3.6.</b> Representação do modelo de gestão eólica em Portugal e Espanha [22]. .....	25
<b>Figura 3.7.</b> Representação da central combinada desenvolvida no projeto Kombikraftwerk 1 [53]. .....	26
<b>Figura 3.8.</b> Níveis relativos da capacidade de um sistema [57]. .....	28
<b>Figura 3.9.</b> Representação esquemática de uma CRV, segundo o projeto Fenix [57]. .....	29
<b>Figura 3.10.</b> Inputs e Outputs da atividade de uma CRVT (adaptado de: [48]).....	30
<b>Figura 3.11.</b> Conceito de CRVT aplicado num contexto de <i>redes inteligentes</i> [45].....	30
<b>Figura 3.12.</b> Inputs e Outputs da atividade de uma CRVC (adaptado de: [48]) .....	32
<b>Figura 4.1.</b> Curvas de potência equivalentes dos modelos de turbinas pertencentes ao PE1: modelo CII (esquerda) e modelo CI (direita). .....	35

<b>Figura 4.2.</b> Representação gráfica dos valores de potência determinados através da aplicação da metodologia da curva de potência (linha a azul), os valores de potência reais produzidos pelas turbinas parque (linha cinza claro) os valores de potência medidos na subestação do parque (linha cinza escuro). Os resultados estão apresentados em valores MW e a escala de tempo é representativa de um mês (dados 10 em 10 minutos). .....	35
<b>Figura 4.3.</b> Representação dos agrupamentos espaciais para os agrupamentos temporais 1 e 2. A verde encontra-se representada a turbina representativa de cada agrupamento [69]. .....	37
<b>Figura 4.4.</b> Representação esquemática do modelo utilizado. ....	38
<b>Figura 4.5.</b> Curva de potência equivalente da central fotovoltaica modelada. ....	39
<b>Figura 4.6.</b> Representação esquemática do modelo da central fotovoltaica. ....	40
<b>Figura 4.7.</b> Curva de rendimento característica das turbinas Kaplan [76]. ....	41
<b>Figura 4.8.</b> Curva de Potência da central FA modelada e respetiva regressão linear. ....	41
<b>Figura 4.9.</b> Representação esquemática do modelo da central hídrica FA e a respetivo açude. ....	43
<b>Figura 4.10.</b> Curva de rendimento característica das turbinas Francis [76]. ....	43
<b>Figura 4.11.</b> Curva de Potência equivalente de Turbinagem da central GH. ....	44
<b>Figura 4.12.</b> Curva de Potência equivalente de bombagem da central GH. ....	44
<b>Figura 4.13.</b> Representação esquemática do modelo da central hídrica GH, com os mecanismos de bombagem e turbinagem e o respetivo armazenamento em albufeira. ....	46
<b>Figura 4.14.</b> Representação esquemática do modelo completo da CRV desenvolvido. ....	49
<b>Figura 5.1.</b> Representação esquemática das estratégias de operação adotadas para a CRV. Estratégia de operação em sistema isolado (a) e em sistema interligado (b). ....	52
<b>Figura 5.2.</b> Importação versus Exportação ao longo do ano. ....	54
<b>Figura 5.3.</b> Recurso armazenado ao longo do ano no açude de regularização da central hídrica FA e na albufeira da central hídrica com albufeira. ....	54
<b>Figura 5.4.</b> Bombagem de energia ao longo do ano. ....	55
<b>Figura 5.5.</b> Evolução anual dos custos de produção, valor gerado e lucro resultante da operação da CRV. ....	55
<b>Figura 5.6.</b> Representação da produção não controlável (eólica e fotovoltaica) e do consumo considerada. ....	56
<b>Figura 5.7.</b> Série de caudais de alimentação da central hídrica FA e da hídrica GH utilizada nesta simulação. ....	56
<b>Figura 5.8.</b> Representação do valor da energia em mercado considerado nesta simulação e dos custos marginais de produção das centrais. ....	56
<b>Figura 5.9.</b> Regime de produção da CRV segundo a perspetiva de sistema isolado (em cima) e segundo a perspetiva de sistema interligado (em baixo), para uma semana. ....	57
<b>Figura 5.10.</b> Evolução dos custos, valor e lucro gerado da CRV em sistema isolado (em cima) e em sistema interligado (em baixo), ao longo da semana. ....	59
<b>Figura 5.11.</b> Regime de produção da CRV segundo a perspetiva sistema interligado, para uma semana, considerando a redução das dimensões da albufeira. ....	60
<b>Figura 5.12.</b> Recurso hídrico armazenado na albufeira (com dimensões reduzidas) ao longo da semana. ....	61

<b>Figura 5.13.</b> Recurso hídrico armazenado no açude de regularização ao longo da semana, para o cenário 1. ....	61
<b>Figura 5.14.</b> Evolução dos custos, valor e lucro gerado da CRV em sistema interligado, após a redução das dimensões da albufeira. ....	62
<b>Figura 5.15.</b> Série de valor da energia em mercado considerada neste cenário. ....	63
<b>Figura 5.16.</b> Regime de produção da CRV, segundo a estratégia de funcionamento em sistema interligado, para uma semana, considerando a redução do valor da energia em mercado. ....	64
<b>Figura 5.17.</b> Evolução dos custos, valor e lucro gerado da CRV em sistema interligado, considerando a variação do valor da energia em mercado. ....	65
<b>Figura I.1.</b> Flutuações da energia eólica e efeitos de suavização através da agregação: potência entregue por 1 aerogerador (linha azul); por 1 central eólica (linha verde); por 4 centrais eólicas (linha vermelha) e por 24 centrais eólicas (linha preta). Valores normalizados [22]. ....	I
<b>Figura I.2.</b> Redução na variabilidade da potência eólica: redução no desvio padrão das variações horárias retiradas dos dados de produção eólica em diversos países (pontos). Estimativa do máximo efeito de suavização das flutuações pela dispersão espacial das centra [23]. ....	II
<b>Figura I.3.</b> Efeito de suavização das flutuações da potência (médias de 10 minutos) através da agregação de centrais eólicas dispersos geograficamente em Portugal [24]. ....	III
<b>Figura I.4.</b> (a) Localização de seis centrais fotovoltaicas dispersas em mais de 1000 km <sup>2</sup> em Espanha; (b) Perfil de produção da central de Cintruénigo (linha azul) e perfil de produção das seis centrais fotovoltaicas combinadas (linha preta) [27]. ....	IV
<b>Figura I.5.</b> Coeficiente de correlação de <i>Person</i> determinado para diferentes pares de locais em Ontário, Canadá, para os anos de 2003, 2004 e 2005 [28]. ....	V
<b>Figura I.6.</b> Potência fotovoltaica entregue à rede elétrica com controlo do MPPT. Representação para um dia com poucas variações de níveis de irradiância (esquerda) e com muitas variações (direita) (adaptado de: [91]) ....	V
<b>Figura II.1.</b> Séries temporais de recurso primário renovável: irradiância, velocidade do vento, caudal afluente da hídrica FA e caudal afluente da hídrica GH. ....	VII
<b>Figura II.2.</b> Série temporal anual do consumo. ....	VIII
<b>Figura II.3.</b> Série anual dos preços de mercado e dos custos de produção das diferentes tecnologias. ....	VIII





## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela 3.1.</b> Avaliação da variabilidade interanual e <i>garantia de energia</i> da produção Hídrica e Eólica. Média e desvio padrão referentes aos dados de 1997 a 2015 (fonte dados: DGEG 2016; DGEG 2009). .....	23
<b>Tabela 4.1.</b> Custo marginais de produção das centrais que constituem a CRV considerados no modelo.....	47
<b>Tabela 5.1.</b> Dimensões consideradas para a modelação da albufeira e do açude de regularização. 52	
<b>Tabela 5.2.</b> Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala anual, segundo a perspetiva de sistema interligado. ..	53
<b>Tabela 5.3.</b> Síntese da análise económica da CRV no ano.....	55
<b>Tabela 5.4.</b> Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala semanal, para a perspetiva de sistema isolado e interligado. ....	58
<b>Tabela 5.5.</b> Síntese da análise económica da CRV na semana, para ambas as estratégias de operação. ....	59
<b>Tabela 5.6.</b> Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala semanal, na perspetiva de sistema interligado, antes e após a redução das dimensões da albufeira. ....	62
<b>Tabela 5.7.</b> Síntese da análise económica da CRV na semana, antes e após a redução das dimensões da albufeira. ....	62
<b>Tabela 5.8.</b> Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala semanal, na perspetiva de sistema interligado, antes e após a redução de 60% no valor médio semanal da energia em mercado.....	65
<b>Tabela 5.9.</b> Síntese da análise económica da CRV na semana, considerando a variação do valor da energia em mercado. ....	66
<b>Tabela I.1.</b> Valores médios e desvio padrão das variações em degrau em função do aumento do número de turbinas agregadas de um parque eólico nos EUA [23] .....	II



## SIMBOLOGIA E NOTAÇÕES

$\sigma_P$	Desvio padrão da potência agrupada [p.u.]
$N$	Número de Aerogeradores agrupados
$P_w$	Potência mecânica extraída do vento [W]
$A_R$	Área do rotor [m <sup>2</sup> ]
$c_p$	Coeficiente de potência
$V_w$	Velocidade do Vento [m/s]
$Bias_{norm}$	Erro Viés normalizado [%]
$RMSE_{norm}$	Erro Erro Quadrático Médio normalizado [%]
$P_{WT}$	Potência Produzida por uma turbina eólica [kW]
$P_{Hídrica}$	Potência produzida por uma central hídrica [MW]
$g$	Aceleração Gravítica [m/s <sup>2</sup> ]
$\rho$	Densidade da Água [kg/m <sup>3</sup> ]
$\eta$	Rendimento
$H_u$	Altura Útil de Queda [m]
$H_b$	Altura Bruta de Queda [m]
$Q$	Caudal [m <sup>3</sup> /s]
$I_{SC}$	Corrente de Curto-Circuito [A]
$I_{SC}^*$	Corrente de Curto-Circuito em condições STC [A]
$G_i$	Irradiância no plano dos painéis [W/m <sup>2</sup> ]
$G_i^*$	Irradiância no plano dos painéis em condições [1000 W/m <sup>2</sup> ]
$V_{OC}$	Tensão em circuito aberto [V]
$V_{OC}^*$	Tensão em circuito aberto em condições STC [V]
$V_M$	Tensão do módulo [V]
$I_M$	Corrente do módulo [A]
$FF_0$	Fator de forma
$FF^*$	Fator de forma em condições STC
$r_s$	Resistência em série normalizada
$v_{OC}$	Tensão em circuito aberto normalizada
$\beta$	Coeficiente de temperatura de tensão em circuito aberto [°C <sup>-1</sup> ]
$K$	Constante de Boltzman [J/K]
$e$	Carga do electrão [C]
$T_c$	Temperatura da Célula [°C]

$T_{amb}$	Temperatura Ambiente [°C]
$Prime\ Tariff_{tec}$	Tarifa <i>premium</i> aplicada por tecnologia
$\overline{MPreço}(t)$	Média Anual dos preços de energia em mercado
$Custo_{tecnologia}$	Custo de produção de 1 MWh de energia elétrica por tecnologia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
FER	Fonte de Energia Renovável
var-RES	Fonte de Energia Renovável variáveis no tempo
EUA	Estados Unidos da América
PHC	Pequena Central Hídrica
GH	Grande Hídrica
FA	Fio de Água
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação
CRV	Central Renovável Virtual
ORT	Operador da Rede de Transporte
PV	Sistema Solar Fotovoltaico
PPMA	Ponto de Potência Máxima Aproximado
HPE	Horas de Produção Equivalente
FIT	Tarifas fixa bonificada
FIP	Tarifas <i>premium</i> bonificada
CfD	<i>Contracts for Difference</i>
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
CRVT	Central Renovável Virtual Técnica
CRVC	Central Renovável Virtual Comercial
LP	Problema Linear
NLP	Problema Não-linear
MI	Problema Inteiro Misto
MILP	<i>Mixed Integer Linear Program</i>
MINLP	<i>Mixed Integer Non-Linear Program</i>
GAMS	<i>Generalized Algebraic Modelling System</i>
RMSE	Erro Quadrático Médio
NOCT	Temperatura Nominal de Funcionamento das células fotovoltaicas

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 ENQUADRAMENTO

No passado muito recente, a relevância das energias alternativas prendia-se unicamente com a escassez dos recursos fósseis. Contudo, agora, esta passa também pela garantia de um desenvolvimento mais sustentável, mais consciente e mais “amigo do ambiente”.

Em 2010, a Comissão Europeia lança a todos os seus estados membros um desafio [1]: colmatar as deficiências do modelo de crescimento adotado até então e criar condições para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo. Cinco objetivos principais foram definidos tanto a nível do emprego, investigação e desenvolvimento e também, entre outros, a nível do clima e energia.

No que diz respeito às alterações climáticas e sustentabilidade energética, foi proposto a todos os países membros que, até 2020: 1) se reduzissem as emissões de gases com efeito de estufa em 20% (ou em 30% se estiverem reunidas as condições necessárias) relativamente aos níveis registados em 1990; 2) 20% da energia consumida/produzida fosse de origem renovável; e 3) se aumentasse a eficiência energética em 20% [1].

O aproveitamento e a exploração de recursos energéticos renováveis surgem, então, como um importante veículo para o alcance destas metas. A utilização destes recursos endógenos pode trazer mais-valias a nível social e económico, especialmente em países com uma grande dependência energética externa, como é o caso de Portugal.

Atualmente, o sistema electroprodutor Português é constituído por centrais do tipo convencionais (térmicas a carvão e gás natural)<sup>1</sup> e renováveis (Hídricas, Eólicas, Fotovoltaicas, entre outras) [2]. Contudo, com a desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego, no final de 2017 e 2021, respetivamente, o sistema electroprodutor térmico nacional dependerá exclusivamente de uma única fonte de energia convencional fóssil – o Gás Natural. Tal conduzirá a uma perda de competitividade do sistema electroprodutor em mercado e a um consequente aumento dos custos marginais de produção de eletricidade.

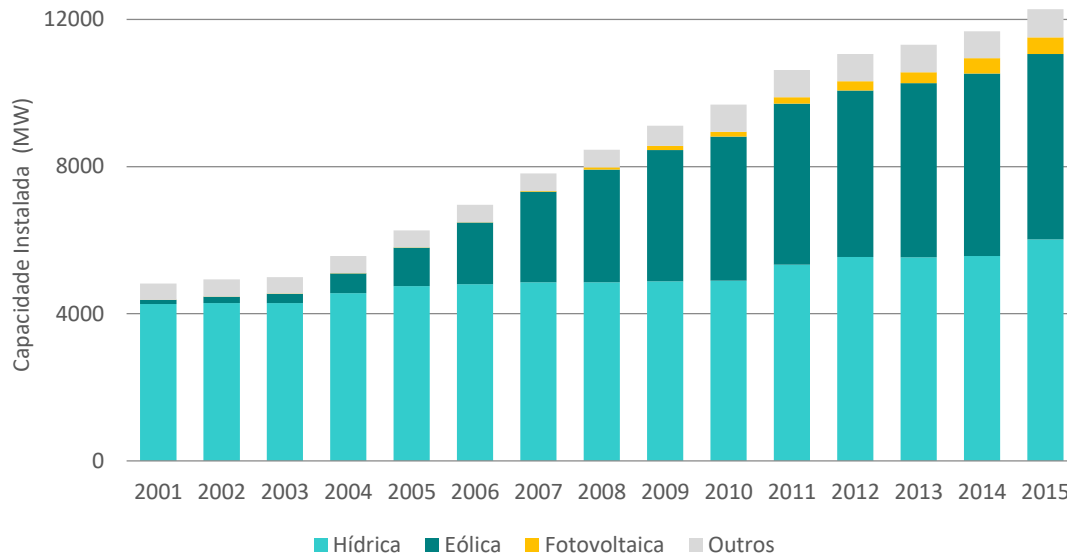
A potência total de energias renováveis instaladas no Sistema Elétrico Nacional (SEN) era, em Dezembro de 2015, igual a 12 277 MW, sendo que 49% correspondem a centrais hídricas (Grande Hídrica e PCH), 41% a centrais eólicas e 3.7% correspondem a centrais fotovoltaicas [3]. Na Figura 1.1 é possível verificar a evolução da capacidade instalada destas centrais renováveis em Portugal, desde o ano 2001 até ao ano 2015<sup>2</sup>. Como se pode verificar, a capacidade hídrica instalada aumentou quase 2 000 MW nos últimos 15 anos. No entanto, é a energia eólica que, ao longo deste período, tem sofrido um maior desenvolvimento, principalmente entre os anos de 2005 e 2012. A energia solar fotovoltaica, apesar de pouco significativa atualmente, tem vindo a aumentar, consistentemente, a sua capacidade instalada de ano para ano. Esta pode, futuramente, desempenhar um papel fulcral no desenvolvimento das energias renováveis em Portugal, uma vez

---

<sup>1</sup> Esta análise é referente a Portugal continental. Quando se consideram os arquipélagos dos Açores e da Madeira é necessário considerar também as centrais a *diesel* que se encontram em funcionamento.

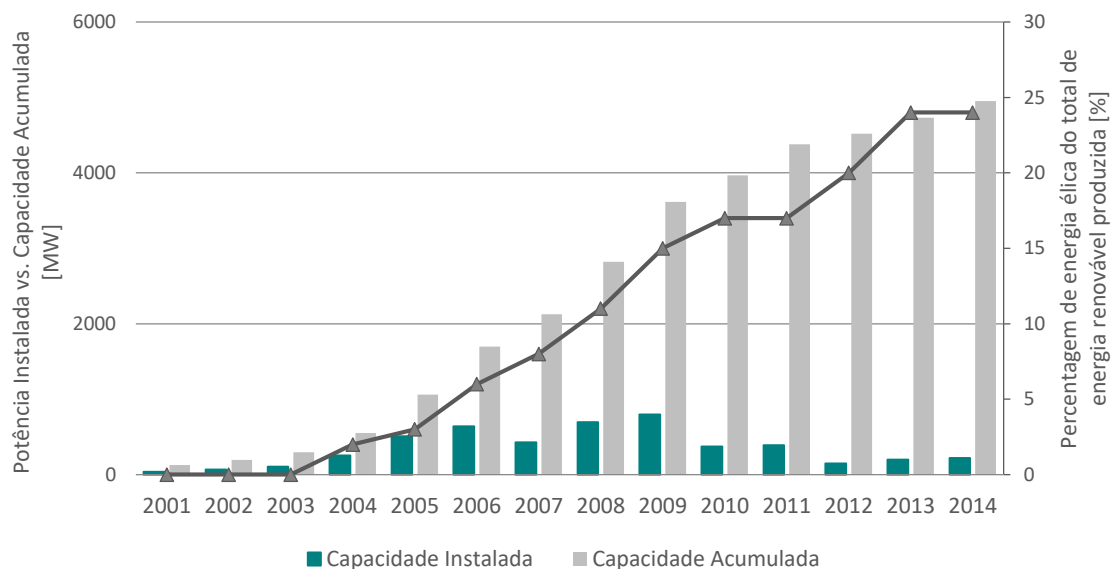
<sup>2</sup> Foram usados dois relatórios publicados pela DGEG (Dez 2008 e Jan 2016) para a obtenção dos dados. O primeiro não contempla as potências instaladas nos arquipélagos da Madeira e dos Açores (dados relativos aos anos de 2001 a 2006) enquanto o segundo já o considera (dados relativos aos anos de 2007 a 2015).

que o potencial hídrico e eólico *onshore* se encontra já muito explorado, não sendo expectável que, para já, se verifique a instalação de novos parques eólicos *on shore* em Portugal continental [4].



**Figura 1.1.** Evolução da capacidade instalada (MW) de energias renováveis em Portugal (fonte dados: [3], [5]).

Com o verificado aumento do número de centrais eólicas em Portugal nas últimas duas décadas (Figura 1.1), dada a capacidade existente em centrais hídricas e a muito recente aposta em sistemas solares fotovoltaicos [6], as energias renováveis representam atualmente um papel fulcral no *mix energético* português [7]. Segundo o relatório publicado pela Agência Internacional da Energia, em 2014, a produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis atingiu, nesse ano, 65% – 25% da qual de origem eólica (Figura 1.2) – do total de energia consumida no país. A elevada contribuição dos recursos endógenos permitiu a Portugal reduzir em 1.8%, em relação ao ano anterior, a dependência energética externa, no que diz respeito à satisfação do consumo [8].



**Figura 1.2.** Evolução da potência instalada e da capacidade acumulada de centrais eólicas em Portugal. Percentagem da energia eólica no total de energia renovável produzida (adaptado de: [8])

Quando se fala de recursos e centrais renováveis, importa referir, de igual modo, que estas fontes de energia apresentam algumas características intrínsecas ao seu recurso primário que dificultam a sua integração nos sistemas elétricos.

O vento, a irradiância e a pluviosidade (que afeta diretamente os caudais dos rios) possuem uma disponibilidade extremamente variável tanto à escala temporal como espacial. Estas características conferem à potência produzida pelas centrais renováveis o mesmo carácter variável e estocástico do seu recurso, o que as torna menos fiáveis do ponto de vista operacional. O próprio consumo de energia elétrica assume, igualmente, características de grande variabilidade temporal, pelo que a recente introdução de fontes variáveis no tempo, não tendo consequências inteiramente novas nas redes e sistemas elétricos, complexifica a sua gestão e reduz a segurança e robustez da operação dos mesmos. Essa complexidade adicional advém, essencialmente, do princípio de operação estável dos sistemas elétricos, que passa pela necessidade de, a cada instante, se garantir que a produção iguala o consumo.

Numa análise mais tradicional, é possível inferir que, se um sistema electroprodutor possuir inúmeras centrais controláveis, i.e. cuja potência instantânea pode ser regulada, de resposta rápida no seu portefólio, como é o caso das grandes hídricas [9] e das centrais a gás de ciclo aberto, possui também uma maior aptidão para dar resposta aos desafios de integração de fontes de energia variáveis no tempo, tornando o sistema electroprodutor onde se encontram instaladas mais flexível<sup>3</sup>. Não obstante, o balanço entre a produção e o consumo de um sistema elétrico pode ser igualmente conseguido através da utilização de outros recursos como o armazenamento, medidas de controlo e adaptação do consumo e da reestruturação da própria rede elétrica. A flexibilidade de um sistema electroprodutor poderá, então, ser conseguida atendendo a diferentes fatores [10]:

- 1) Flexibilidade na Produção: centrais despacháveis de resposta rápida, com aptidão técnica para aumentar e diminuir a sua produção, bem como operar em diferentes regimes na sua curva de potência característica.
- 2) Flexibilidade da rede elétrica: melhoramento das redes de transporte e distribuição, não apenas para diminuir problemas de congestionamento, mas também por forma a permitir a integração de mais fontes renováveis espacialmente dispersas<sup>4</sup>.
- 3) Controlabilidade do perfil de carga: evolução para um sistema de redes “inteligentes” que permitam aos próprios consumidores responder a incentivos de mercado, a integração de mais unidades de armazenamento (e.g. centrais GH dotadas de grupos de bombagem para montante em albufeira), entre outros.
- 4) Flexibilidade nos métodos de operação dos sistemas: exploração de novas metodologias de operação do SEN, que envolvam a implementação de novos conceitos de gestão e previsão da produção variável no tempo.

Neste âmbito, alguns estudos [11]–[14] sugerem também que a agregação dos perfis de produção de fontes de energia renováveis, variáveis no tempo e espacialmente dispersas, num único sistema de monitorização e controlo, poderá trazer inúmeras mais-valias, quer do ponto de

---

<sup>3</sup> A flexibilidade de um sistema electroprodutor pode ser entendida como “a sua capacidade em adaptar padrões de produção e consumo de eletricidade, de modo a manter o equilíbrio entre a oferta e a procura, assegurando um funcionamento estável de forma técnica e economicamente sustentável” [4].

<sup>4</sup> Neste sentido, vários países levaram a cabo projetos ambiciosos de reforço da rede elétrica para interligação de fontes renováveis, sendo Portugal apontado como um exemplo pelo baixo custo dos investimentos verificados [93].

vista da diminuição das flutuações da potência total injetada no sistema elétrico pelo agregado, quando comparado com as centrais renováveis individuais - (devido ao perfil não correlacionado das flutuações dos recursos em algumas escalas temporais de interesse para a gestão do sistema electroprodutor (escala horária ou diária) e da suavização natural destas flutuações quando tomados em agregados de centrais geograficamente dispersos - como do aproveitamento da complementaridade natural dos recursos renováveis e do estabelecimento de sinergias entre as diferentes fontes (e.g. as centrais hídricas possuem níveis mais elevados de produção durante os meses de inverno, devido à maior disponibilidade de recurso, e as centrais fotovoltaicas atingem níveis de produção superiores nos meses verão), por forma a adaptar o mais possível o perfil de produção desta central agregadora ao perfil de consumo.

Assim, e à medida que o sector elétrico vai sofrendo todas estas alterações, e no virar do século se assistiu à construção de um novo paradigma da geração de energia elétrica, torna-se premente a exploração de novas metodologias de operação do SEN, que envolvam a implementação de novos conceitos de gestão e permitam a integração de mais FER, sem que isso comprometa a sua integridade nem aumente excessivamente os custos inerentes ao seu funcionamento.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

No domínio dos sistemas elétricos, inúmeros novos conceitos têm vindo a ser estudados, nomeadamente redes inteligentes (e microredes.), centrais virtuais e gestão de consumo, entre outros, na tentativa de mitigar algumas das dificuldades inerentes à elevada integração de energias renováveis no sistema electroprodutor, que se prevê exista no futuro em todos os sistemas electroprodutores, e que é atualmente já uma realidade em alguns países, como Portugal.

Enquanto algumas soluções recorrem a uma reestruturação e melhoramento das redes de transmissão e distribuição, através da implementação de dispositivos eletrónicos de potência (inversores e comutadores inteligentes) capazes de assegurar o controlo ativo das cargas, outras baseiam a sua abordagem no desenvolvimento de Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC), por forma a agregar e monitorizar a produção de recursos energéticos distribuídos [15], [16], ambas soluções ancoradas nas chamadas redes inteligentes.

À reestruturação das redes atuais, aliada ao desenvolvimento de redes, ditas inteligentes, estão associados custos relacionados com a instalação de dispositivos eletrónicos em pontos estratégicos da rede elétrica<sup>5</sup>. Tendo em consideração a conjuntura socioeconómica atual, estes custos podem ser demasiado elevados, podendo as empresas nacionais e o estado não dispor da capacidade financeira para os suportar [17].

O conceito de Central Renovável Virtual apresenta-se, então, como um método capaz de resolver alguns dos problemas associados com a integração de fontes de energia renováveis no sistema electroprodutor e nas redes de energia, sem que daí advenham custos elevados. Uma vez definidas as centrais base que constituem a central virtual, os promotores podem desenvolver TICs que, atendendo às necessidades de consumo em tempo real (ou com base em previsões para um determinado horizonte temporal), reduzam também os custos de operação e o risco associado à sua

---

<sup>5</sup> A Comissão Europeia estabeleceu, inclusive, o objetivo de se substituírem, até ao final de 2020, 80% dos contadores domésticos atuais por contadores inteligentes, em países cuja análise de custo-benefício se revele positiva [94]



exploração. A capacidade de definir perfis de produção que agreguem as fontes de energia renováveis, os dispositivos de armazenamento eventualmente existentes, e as cargas controláveis poderá, inclusive, aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir as emissões poluentes, diminuindo a necessidade de geração de energia de ponta (normalmente assegurada por centrais térmicas de resposta rápida, muitas delas extremamente poluentes).

Considera-se, assim, muito relevante, e de grande atualidade, elaborar um estudo aprofundado deste conceito e avaliar as suas aplicações em termos práticos., i.e., tendo em consideração as características técnicas das centrais renováveis, bem como as características de variabilidade temporal e espacial dos recursos renováveis que constituem os seus recursos primários.

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo desta dissertação consiste em desenvolver modelos matemáticos capazes de descrever o funcionamento de uma Central Renovável Virtual (CRV) e de otimizar o funcionamento dessa central por forma a maximizar o seu lucro e/ou minimizar o impacto de uma elevada produção renovável no tempo numa rede elétrica local gerida de forma holística e, tendencialmente, autónoma.

Pretendem-se aplicar os modelos assim obtidos a um caso de estudo real valorizando a complementaridade natural entre os recursos renováveis variáveis no tempo (e.g. vento, irradiância, pluviosidade) e analisar o desempenho da CRV para diferentes cenários de disponibilidade desses recursos e de consumo da rede elétrica local.

A CRV estudada é constituída por uma central eólica, uma central fotovoltaica e duas centrais hídricas: uma a fio de água equipada com um pequeno reservatório com capacidade de armazenamento suficiente para garantir a produção à potência nominal por um período de cinco horas (açude de regularização) e uma central grande hídrica com albufeira, dotada de grupos de bombagem e de turbinagem.

Pretende-se efectuar o estudo do desempenho da CRV considerando duas estratégias de operação distintas: 1) funcionamento em sistema autónomo isolado, i.e, sem que possa haver a possibilidade de trocas (importação e exportação) de energia com outro sistema elétrico; e 2) funcionamento autónomo em sistema interligado, i.e., permitindo trocas de energia com outro sistema elétrico, atendendo à capacidade máxima de transmissão da linha que interliga a CRV à restante rede elétrica.

O estudo do desempenho da CRV será elaborado com recurso a séries históricas anuais (reais) de valores de caudal, vento e irradiância (valores médios horários), bem como de séries temporais de preços nos mercados de energia.

## **1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO**

No capítulo 1 é elaborada uma apresentação do panorama das energias renováveis em Portugal e a sua evolução nos últimos anos. São também apresentadas as motivações para a realização desta dissertação bem como os seus principais objetivos.

No capítulo 2 abordam-se os principais desafios à grande penetração de fontes de energia renovável variável no tempo no sistema electroprodutor. Estes foram tratados do ponto de vista dos ciclos naturais dos recursos renováveis e das inerentes flutuações de potência das centrais renováveis, dos desafios que a larga penetração de energias renováveis tem no balanço entre a produção e o consumo e, consequente, utilização das reservas de energia. Os principais mecanismos de incentivo económico utilizados atualmente, no que respeita a integração destas fontes em ambiente de mercado, são também analisados neste capítulo.

As centrais renováveis virtuais são apresentadas no capítulo 3. Neste capítulo é definido o conceito de CRV, apresentando-se, igualmente, os tipos de central renovável virtual (técnica e comercial) e respetivas vantagens no que diz respeito à larga penetração de energias renováveis variáveis no tempo.

No capítulo 4 apresenta-se o modelo de otimização desenvolvido que permitirá identificar o perfil de produção da CRV que melhor cumpre os requisitos técnicos e comerciais impostos. Os modelos utilizados para descrever as diversas centrais que constituem a CRV são, igualmente, apresentados neste capítulo.

Os resultados obtidos para os diferentes cenários de otimização simulados são apresentados e analisados no capítulo 5. Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho, bem como as suas principais limitações e recomendações para trabalhos futuros.

## 2 DESAFIOS À LARGA PENETRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA VARIÁVEIS NO TEMPO EM SISTEMAS ELECTROPRODUTORES

Os operadores do sistema eléctrico garantem a estabilidade e a robustez dos sistemas eléctricos através da monitorização das centrais e de pontos estratégicos da rede eléctrica, do agendamento prévio do funcionamento de determinados centros produtores e da previsão de consumos, num processo tradicionalmente designado por “despacho”<sup>6</sup> [18]. No entanto, e se até recentemente este processo atendia somente a um determinado grau de variabilidade e incerteza associado ao consumo de energia e às ocorrências inesperadas nas centrais eléctricas ou na rede, o recente desenvolvimento das novas tecnologias de aproveitamento de fontes de energia renovável como a geração eólica e fotovoltaica – de carácter fortemente variável ao longo do tempo e de difícil previsão – ao contribuir de forma significativa para a produção de energia nos sistemas electroprodutores, vem tornar a gestão dos sistemas eléctricos tecnicamente mais complexa.

Os recursos renováveis variam em diversas escalas temporais, desde a escala inter-anual até à escala do segundo, e cada uma delas irá influenciar a gestão do sistema electroprodutor de forma distinta. As variações a escalas muito elevadas (inter-anual e geracional) até agora não trouxeram desafios acrescidos para gestão do SE, uma vez que as centrais que utilizam recursos primários com estas flutuações são, normalmente, capazes de oferecer uma elevada garantia de abastecimento, desde que cuidadosamente planeadas. As variações muito rápidas (desde a escala do segundo até alguns minutos), por sua vez, possuem um grande impacto na gestão das redes de energia (flutuações de tensão nos pontos de interligação das centrais com a restante rede, entre outros) e também na qualidade de energia entregue a esta (ver: [19]) por parte das centrais renováveis. No entanto, são os desafios inerentes às variações em escalas temporais intermédias (anual, sazonal e horária) que constituem o principal foco de interesse desta dissertação de mestrado, já que têm um impacto direto na operação e escalonamento das centrais despacháveis existentes num sistema electroprodutor e, consequentemente, na sua flexibilidade e custos de operação desse sistema.

Neste âmbito, tem-se que o aumento da penetração<sup>7</sup> de fontes de energia renovável variável no tempo (var-RES), como é o caso da energia eólica e fotovoltaica, afeta a gestão dos sistemas de energia acentuando as rampas<sup>8</sup> de produção que as centrais convencionais, ditas despacháveis, terão de ser capazes de assegurar, aumentando a necessidade de um SE possuir centrais com resposta cada vez mais rápida no seu portefólio, diminuindo, por conseguinte, a participação de centrais mais *lentas* e tradicionalmente mais económicas (como é o caso das centrais térmicas a carvão) no *mix energético*. A elevada variabilidade temporal e a difícil previsão do recurso renovável impedem que estas centrais possam oferecer garantia de potência<sup>9</sup> ao operador do sistema, aumentando a necessidade de recorrer a reservas de energia<sup>10</sup> e/ou de reforçar as

---

<sup>6</sup> Este processo era, inicialmente, denominado por “Despacho Económico”. Contudo, com o recente desenvolvimento das energias renováveis, esta designação caiu em desuso mantendo-se, no entanto, a noção de “despachabilidade” de centrais associada ao conceito de controlabilidade da potência das mesmas.

<sup>7</sup> Define-se como nível de penetração a percentagem de energia consumida anualmente que é proveniente de determinada fonte [22].

<sup>8</sup> Variações no regime de produção das diversas centrais [95].

<sup>9</sup> A Garantia de Potência representa a capacidade que uma central eléctrica tem de controlar a potência que entrega à rede eléctrica de acordo com as necessidades (do sistema, ou do gestor da central) [96].

<sup>10</sup> Reserva de Energia define a capacidade utilizada para manter o balanço entre a potência produzida e consumida de um sistema [33].

interligações da rede elétrica a outras áreas de controlo<sup>11</sup>, por forma a garantir o balanço entre produção e consumo em cada instante. Podem ocorrer, inclusive, situações em que a produção var-RES é muito elevada face ao consumo, o que pode conduzir à necessidade de reduzir a produção de energia renovável entregue à rede por parte destas centrais, e vice-versa, situações em que as necessidades de consumo são muito elevadas e a produção var-RES diminuta, sendo esta última situação menos gravosa. Todas estas características aumentam, inevitavelmente, os custos de operação do sistema elétrico, embora o seu impacto técnico dependa do nível de penetração de var-RES e da flexibilidade [4] do sistema electroprodutor onde estão a ser inseridas, considerando-se, assim, que o mesmo nível de penetração renovável causará diferentes impactos e graus de dificuldade na gestão do sistema electroprodutor, em função do sistema onde se inserem [10].

Nos pontos que se seguem abordar-se-ão, com mais detalhe, os desafios inerentes à grande penetração de FER nos sistemas electroprodutores.

## **2.1 CICLOS NATURAIS E FLUTUAÇÕES DE POTÊNCIA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL**

As energias renováveis apresentam ciclos naturais que resultam da variabilidade do próprio recurso energético, como o vento, o sol e a pluviosidade e/ou degelo. Esta característica confere a estas energias um perfil variável no tempo, por vezes também referido como flutuante, podendo variar tanto à escala anual como à escala dos minutos ou segundos.

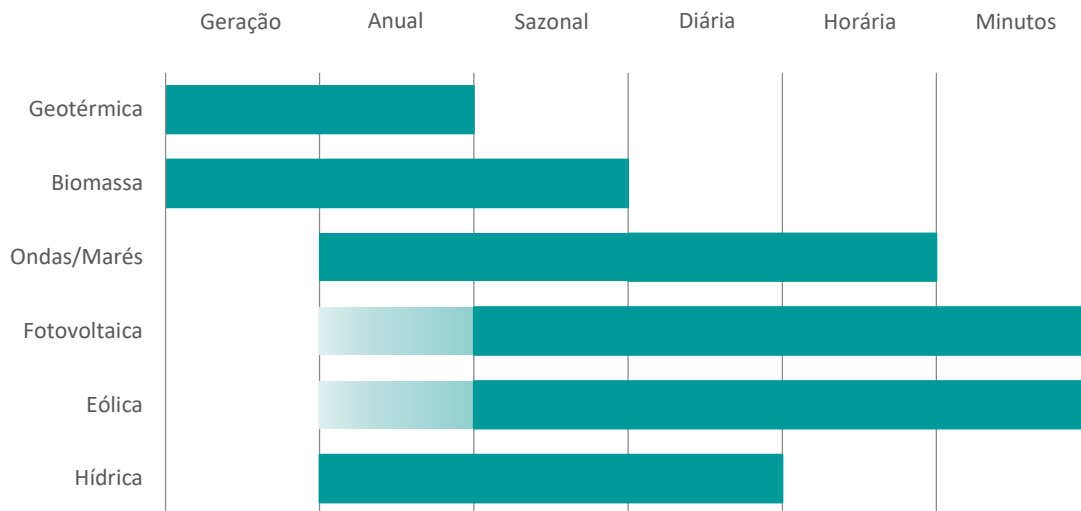
Os ciclos naturais das energias renováveis representam, desse modo, um desafio do ponto de vista da integração destas fontes no sistema electroprodutor, especialmente quando se considera o aproveitamento dos recursos Hídrico, Eólico e Fotovoltaico que, como abordado na secção 1.1, são as que atualmente possuem maior relevância no sistema electroprodutor nacional.

A energia geotérmica e de biomassa apresentam-se como os tipos de energias renováveis que asseguram maior constância de produção e, consequentemente, maior garantia de abastecimento ao sistema elétrico, visto não apresentarem variações a escalas de tempo reduzidas, à escala horária ou diária (Figura 2.1).

A energia hídrica apresenta variações desde a escala anual à diária. A energia eólica e fotovoltaica, por sua vez, são as que mais variações experienciam, com amplitudes que variam acentuadamente desde a escala sazonal à escala dos minutos, e com alguma oscilação inter-anual, embora reduzida. Optou-se por abordar mais pormenorizadamente estas três fontes de energia renovável (hídrica, eólica e fotovoltaica) nesta secção, visto que são as que possuem mais relevância para o sistema de energia nacional atual e para este trabalho em específico.

---

<sup>11</sup> Define-se área de controlo como a região de uma rede elétrica onde o balanço entre a produção e o consumo deve ser assegurado.

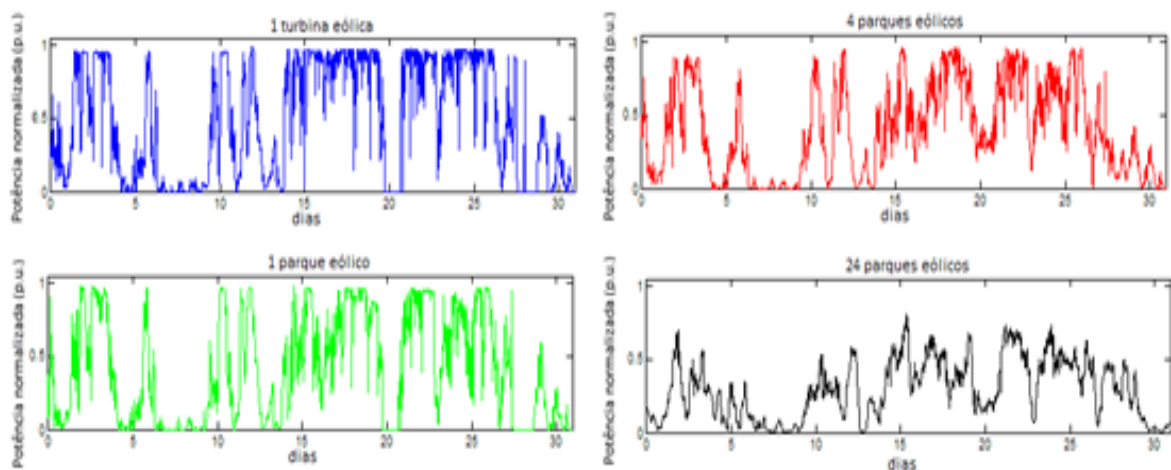


**Figura 2.1.** Escalas de tempo dos ciclos naturais de fontes de energia renovável (adaptado de: [20]).

A capacidade de uma central hídrica produzir energia depende, em última instância, do ciclo da água que afeta a pluviosidade e o degelo. Esta característica influencia, no entanto, os diferentes tipos de centrais hídricas a fio de água (FA) e as centrais grande hídricas (GH) com albufeiras de forma ligeiramente distinta. A produção de energia de uma central hídrica a fio de água depende diretamente do caudal do rio no qual esta foi instalada. Este é canalizado através de condutas, desde montante da central até às turbinas, fazendo-as girar por transferência de energia cinética do fluxo de água para as pás. Assim, no inverno, o caudal do rio tenderá a ser superior, aumentando a produção da central; ao invés, no verão, a menor disponibilidade do recurso conduzirá a uma menor geração por parte da central. As centrais GH, por sua vez, são normalmente instaladas em locais onde a topologia permita criar reservatórios naturais de armazenamento de recurso. Desta forma, a variabilidade sazonal ditará a disponibilidade do recurso e, consequentemente, a quantidade de energia (sob a forma de energia potencial) que poderá ser armazenada nas albufeiras [20]. Estas centrais apresentam, então, flutuações de potência reduzidas em escalas temporais horárias e até mesmo diárias (mesmo quando não são dotadas de albufeiras, uma vez que o caudal dos rios é aproximadamente constante ao longo do dia). Contudo, apresentam uma grande variabilidade à escala inter-anual e sazonal, devido à variabilidade característica do recurso nas regiões com climas temperados com invernos chuvosos e verões secos (quentes ou pouco quentes, dependendo da região), como é o caso de Portugal [21].

As centrais eólicas, por sua vez, convertem a energia cinética do vento em energia elétrica, que entregam à rede, sendo que a quantidade de energia produzida é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento. A maior parte da tecnologia eólica desenvolvida opera com velocidades de vento normalmente compreendidas entre 3.5 m/s e 25 m/s. Os aerogeradores não produzem energia quando a velocidade do vento é muito reduzida (menor que 3.5 m/s, velocidade *cut-in*), mas também quando esta é demasiado elevada (superior a 25 m/s, velocidade de *cut-out*), por forma a evitar danos estruturais na turbina. Assim, e dado que as turbinas eólicas não dispõem de sistemas de armazenamento de energia, as flutuações no vento traduzem-se, diretamente, em flutuações na potência produzida pelos aerogeradores.

A produção eólica pode variar em diversas escalas temporais, como verificado na Figura 2.1. Esta está sujeita, não só a variações sazonais de produção (sendo que o pico de produção pode ser no Inverno ou no Verão, dependendo da região) mas também a variações diárias e horárias, com perfis de produção maioritariamente diurnos ou noturnos que dependem igualmente dos locais de instalação das centrais. As flutuações de potência em escalas temporais muito reduzidas, como intra-minuto e inter-minuto, são consideradas reduzidas (relativamente à capacidade instalada), quando comparadas com as variações horárias e diárias e podem ser mitigadas, mas não eliminadas, através da implementação de métodos de agregação de turbinas/centrais eólicas geograficamente dispersas [22]–[24]<sup>12</sup>. Na Figura 2.2 é possível verificar o perfil de produção típico de uma central eólica e respetiva suavização das flutuações, quando considerados agregados espacialmente dispersos.



**Figura 2.2.** Flutuações da energia eólica e efeitos de suavização através da agregação: potência entregue por 1 aerogerador (linha azul); por 1 central eólica (linha verde); por 4 centrais eólicas (linha vermelha) e por 24 centrais eólicas (linha preta). Valores normalizados [22].

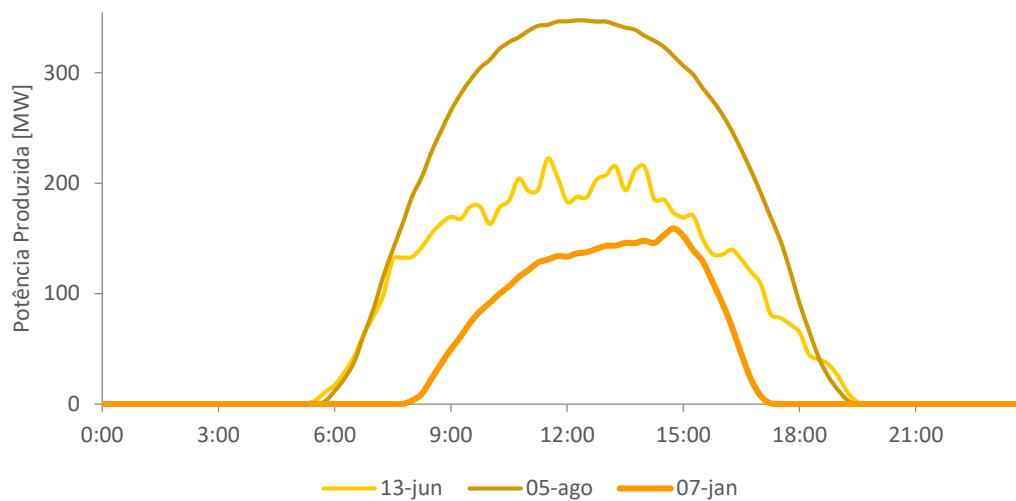
Como referido anteriormente, as flutuações rápidas da potência produzida pelas centrais eólicas têm, no entanto, um grande impacto no que diz respeito à qualidade da energia entregue à rede, avaliada em função da qualidade da tensão (amplitude em regime estacionário, emissão de *flicker* e conteúdo harmónico), da frequência, da fiabilidade da oferta da energia, entre outros [19]. A análise da qualidade de energia encontra-se fora do âmbito desta dissertação de mestrado.

As centrais fotovoltaicas aproveitam a energia solar (irradiância) transformando-a em energia elétrica. Assim, as flutuações de potência entregue à rede elétrica por este tipo de centrais advêm de três principais fatores: 1) o movimento de translação da terra que influencia a intensidade da radiação solar que atinge a superfície terrestre; 2) o movimento de rotação da terra que confere um perfil de produção unicamente diurno a esta fonte de energia; e 3) o aparecimento esporádico de nuvens e a ocorrência de chuva que introduzem flutuações na produção em escalas de tempo reduzidas [20].

Na Figura 2.3 é possível verificar as claras variações da potência fotovoltaica entregue à rede elétrica provocadas pelos três fatores acima mencionados. A variação sazonal do recurso permite identificar um pico de produção durante dos meses de verão (julho-agosto no hemisfério norte) e uma diminuição do mesmo aliado a uma maior variabilidade (provocado pela passagem de

<sup>12</sup> Uma análise mais detalhada dos métodos de agregação de turbinas/centrais eólicas geograficamente dispersos pode ser consultada no Anexo I – Métodos de mitigação das flutuações rápidas da produção eólica e fotovoltaica.

nuvens e queda de chuva) nos meses de inverno e meia estação. Apesar disto, a oscilação intra-diária é considerada a mais gravosa, principalmente quando se evolui para um sistema elétrico com elevadas penetrações de energia fotovoltaica.



**Figura 2.3.** Perfil de produção fotovoltaico para diferentes dias do ano de 2015 (fonte dados: [25]).

O efeito da passagem de nuvens é apontado como uma das principais causas das flutuações rápidas na potência entregue à rede por parte das centrais fotovoltaicas. Esta causa a repentina redução da irradiância que atinge a superfície dos painéis, provocando quebras acentuadas na potência produzida por estas centrais. Assim, o perfil variável das centrais PV leva a flutuações acentuadas e frequentes da tensão no ponto de interligação à rede, o que por sua vez pode originar, para determinadas condições da rede, flutuações acentuadas de tensão na rede de distribuição local, bem como a emissão de *flicker* [26], à imagem do que acontece com a produção eólica. Estas flutuações rápidas podem, igualmente, ser mitigadas quando agregadas diversas centrais geograficamente dispersas, como sugerido nos estudos [27], [28]<sup>13</sup>. Mais uma vez se considera que análise das flutuações muito rápidas da potência entregue pelas centrais fotovoltaicas e a consequente análise da qualidade de energia se encontra fora do âmbito desta dissertação.

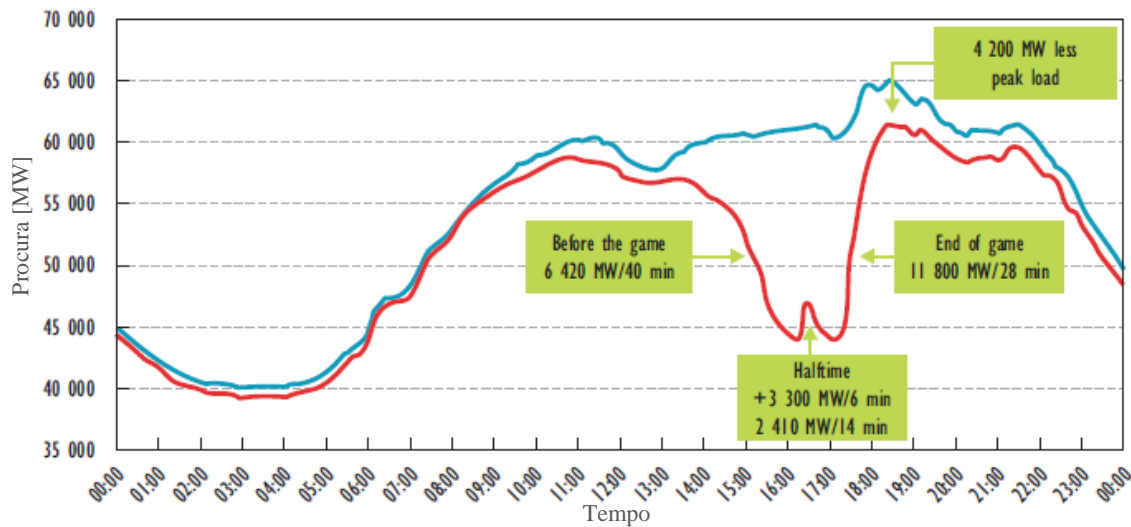
## 2.2 EQUILÍBRIO ENTRE PRODUÇÃO RENOVÁVEL E O CONSUMO

Pode considerar-se que todos os sistemas electroprodutores atuais possuem um certo grau de flexibilidade (maior ou menor) que lhe é inerente, para que dessa forma consigam manter o balanço entre a oferta e a procura [29]. Assim, a variabilidade e a incerteza não representam características inteiramente novas no que diz respeito à gestão do sistema electroprodutor: se por um lado temos um consumo bastante variável (diária e sazonalmente) e sujeito a vários fenómenos sociais esporádicos, por exemplo um jogo de futebol, representado na Figura 2.4, embora bastante previsível<sup>14</sup>, por outro temos também centrais convencionais que podem deixar de funcionar

<sup>13</sup> Uma análise mais detalhada dos métodos de agregação de painéis/centrais fotovoltaicas geograficamente dispersos pode ser consultada no Anexo I – Métodos de mitigação das flutuações rápidas da produção eólica e fotovoltaica.

<sup>14</sup> Atualmente existem modelos de previsão de consumo que se revelam bastante precisos em previsões para o dia seguinte (*day ahead*), com variações médias absolutas da ordem de 1% ou 2% [10].

inesperadamente, devido, por exemplo, a problemas técnicos. A crescente penetração de energias renováveis variáveis no tempo (var-RES) vem, no entanto, introduzir dificuldades acrescidas na gestão do sistema electroprodutor.

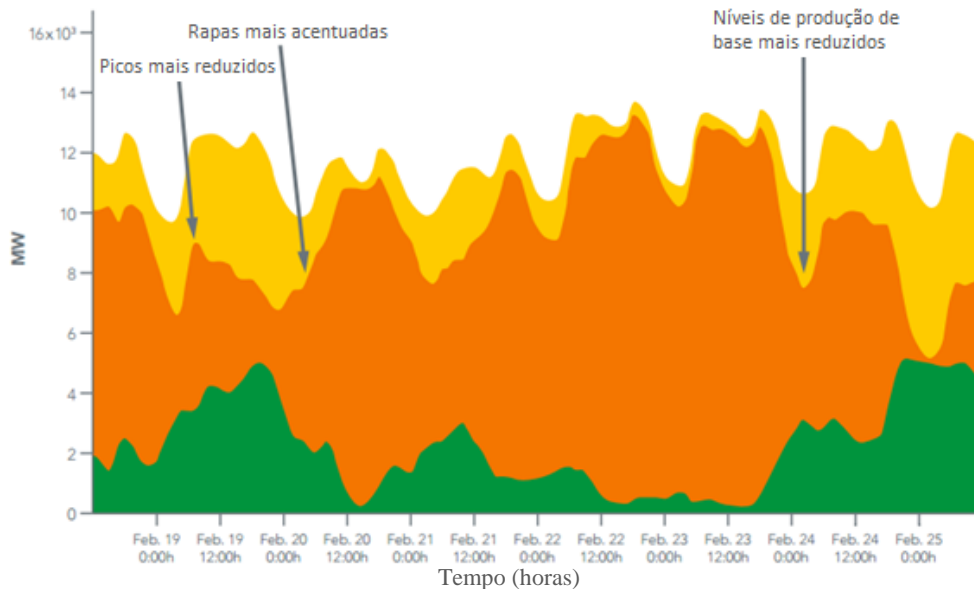


**Figura 2.4.** Variação esporádica do consumo no Brasil. Representação do perfil de consumo durante um dia típico (linha azul) e durante o mundial de futebol (linha vermelha) [10].

Para demonstrar a forma como a crescente penetração de var-RES complexifica a gestão de um sistema, é apresentado na Figura 2.5 o conceito de consumo líquido. Este representa o perfil de consumo que deverá ser assegurado pelas centrais despacháveis do sistema electroprodutor. Por outras palavras, representa a série de consumo à qual foi subtraída a produção renovável variável no tempo não controlável [4].

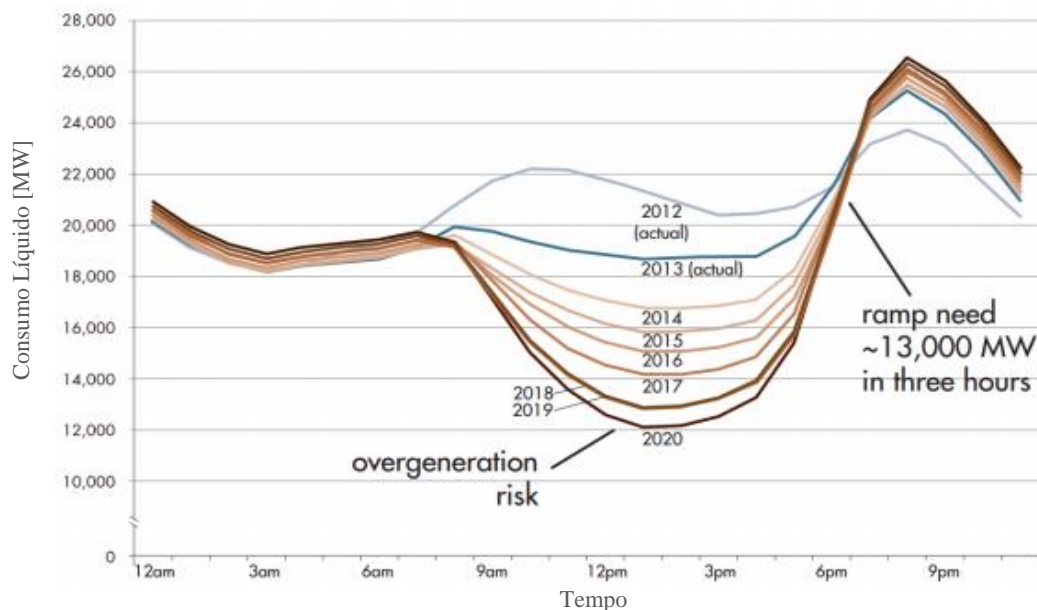
Na Figura 2.5 pode ser verificado um exemplo do perfil de produção eólica (representado a verde) e do perfil de consumo (representado a amarelo) ao longo de uma semana, na base horária. O que se verifica é que a série de consumo líquido (representada a laranja) apresenta características que tornam a gestão dos sistemas eléctricos mais desafiante do ponto de vista técnico: por um lado aparecem picos de produção mais baixos e rápidos, fazendo com que as centrais convencionais que asseguram a produção nos períodos de ponta funcionem durante menos tempo e, consequentemente, com que as suas receitas diminuam; por outro lado surgem rampas de produção bastante mais acentuadas que exigem que as centrais convencionais sejam capazes de aumentar ou reduzir a sua produção rapidamente, para dar resposta às variações provocadas, por exemplo, por reduções na produção eólica (ou var-RES, no geral) acompanhadas por aumentos do consumo; finalmente, levam a que o nível de produção de base dos sistemas electroprodutores, normalmente assegurado por centrais convencionais rígidas (como é o caso das centrais a carvão, centrais nucleares ou centrais a gás de ciclo combinado), caia para valores consideravelmente mais baixos, diminuindo a contribuição destas centrais no *mix energético* e aumentando, consequentemente, os custos de operação dos SE.





**Figura 2.5.** A representação do perfil de produção eólica (verde), o perfil de consumo (amarelo) e o perfil de consumo líquido (laranja) [29].

Como abordado na secção 2.1, a produção eólica é muito variável à escala intra-diária e a produção fotovoltaica possui um perfil de produção estritamente diurno. Esta especificidade acentua, assim, a problemática das rampas de produção nas primeiras horas do dia (aquando o nascer do sol), mas principalmente nas horas de final de tarde, quando a quebra abrupta da produção fotovoltaica coincide com o pico de consumo do diagrama de carga, provocado pelo regresso das pessoas a casa, enquanto algumas atividades económicas se encontram ainda em funcionamento (ver: [30]). Assim, em 2013, o operador independente do sistema electroprodutor californiano publicou um gráfico que alertou para esta problemática. Aquela que é conhecida como a “Curva Pato”, do inglês *Duck Curve*, mostra a evolução dos perfis de consumo líquido na califórnia à medida que a penetração de energia solar fotovoltaica vai aumentando, evidenciando a necessidade de um aumento acentuado da produção despachável entre as 17h e as 20h, de aproximadamente 13 GW (Figura 2.6).



**Figura 2.6.** Representação do perfil de consumo líquido (dia 31 de Março) no estado da Califórnia, à medida que a penetração solar fotovoltaica aumenta [31].

A *Duck Curve* veio alertar para questões de excesso de produção var-RES, concluindo-se que, se o sistema electroprodutor não possuir a flexibilidade necessária para “acomodar” este tipo de produção variável, medidas de corte (*curtailment*), i.e diminuição da potência entregue à rede elétrica pela produção var-RES, estas poderão ter que ser implementadas<sup>15</sup> [31].

Esta situação de excesso de produção renovável já ocorreu várias vezes em Portugal, durante as horas de vazio, sendo de referir o inverno de 2009/2010, quando uma elevada produção de energia var-RES (eólica e hídrica a fio-de-água) por parte do sistema Português se aliou a baixos consumos em Portugal e Espanha e à tradicional fraca interligação Ibérica ao restante sistema elétrico Europeu, os quais impedem a exportação de grandes quantidades de energia para a Europa central. No entanto, e apesar dos elevados níveis de penetração instantâneos de produção não controlável registados então (117%), o Operador da Rede de Transporte (ORT) foi capaz de lidar com o excesso de produção recorrendo ao potencial de armazenamento das centrais GH com bombagem e, algumas vezes, limitando a importação de energia de França [32]. Valores recorde de produção var-RES voltaram a ser atingidos, mais tarde, por exemplo, recentemente, a 28 de Dezembro de 2015 (Figura 2.7), quando a penetração instantânea de FERs não despacháveis atingiu os 121% (entre as 4h00 e as 4h15), sendo sempre superior ao consumo durante um período de aproximadamente oito horas consecutivas (entre as 00h15 e as 08h00). Mais uma vez, o ORT Português não reportou qualquer tipo de problemas, facto que revela a elevada flexibilidade e robustez do SE nacional, bem como a segurança da sua operação. Situações opostas podem, no entanto, ocorrer igualmente, e.g. quando a procura de energia é muito elevada e a capacidade de produção renovável muito reduzida, situação ilustrada na Figura 2.8.

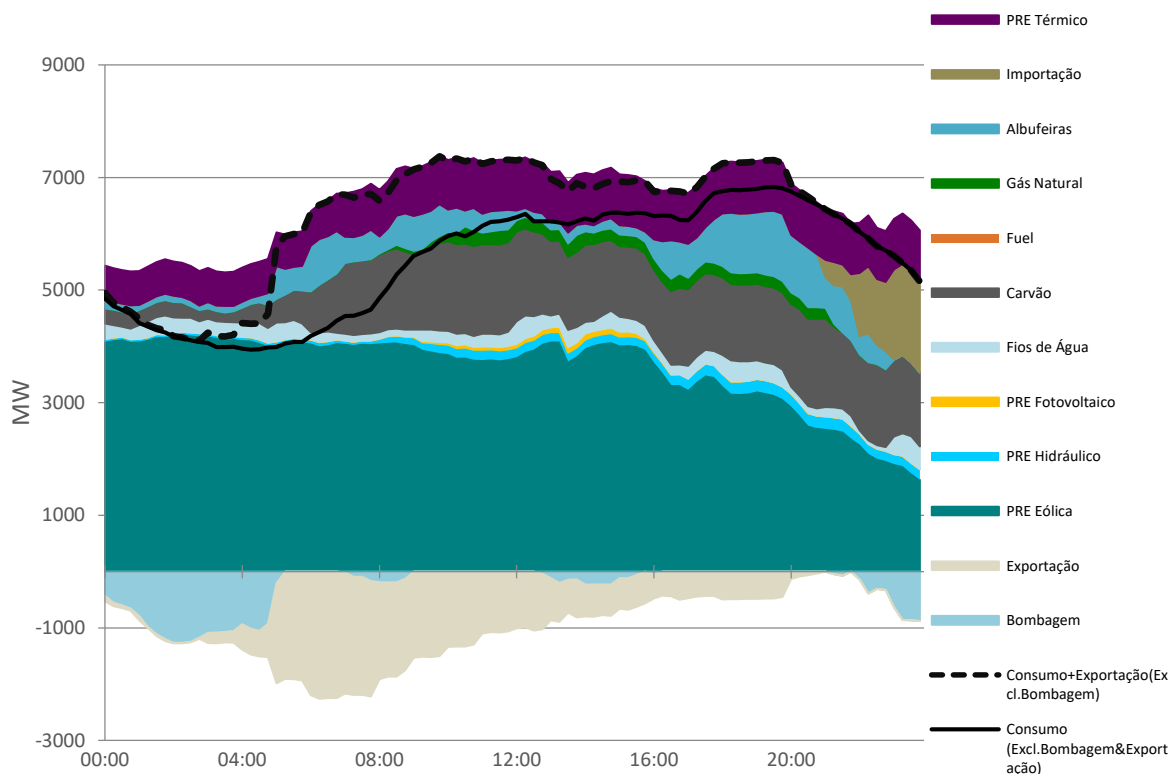


Figura 2.7. Perfil de carga e geração no dia 28 Dezembro 2015 (fonte dados: [25]).

<sup>15</sup> Alguns estudos comprovaram, no entanto, que cortes comedidos na produção var-RES representam uma forma economicamente viável de aumentar a flexibilidade dos sistemas electroprodutores [10], [91], [92], [97].

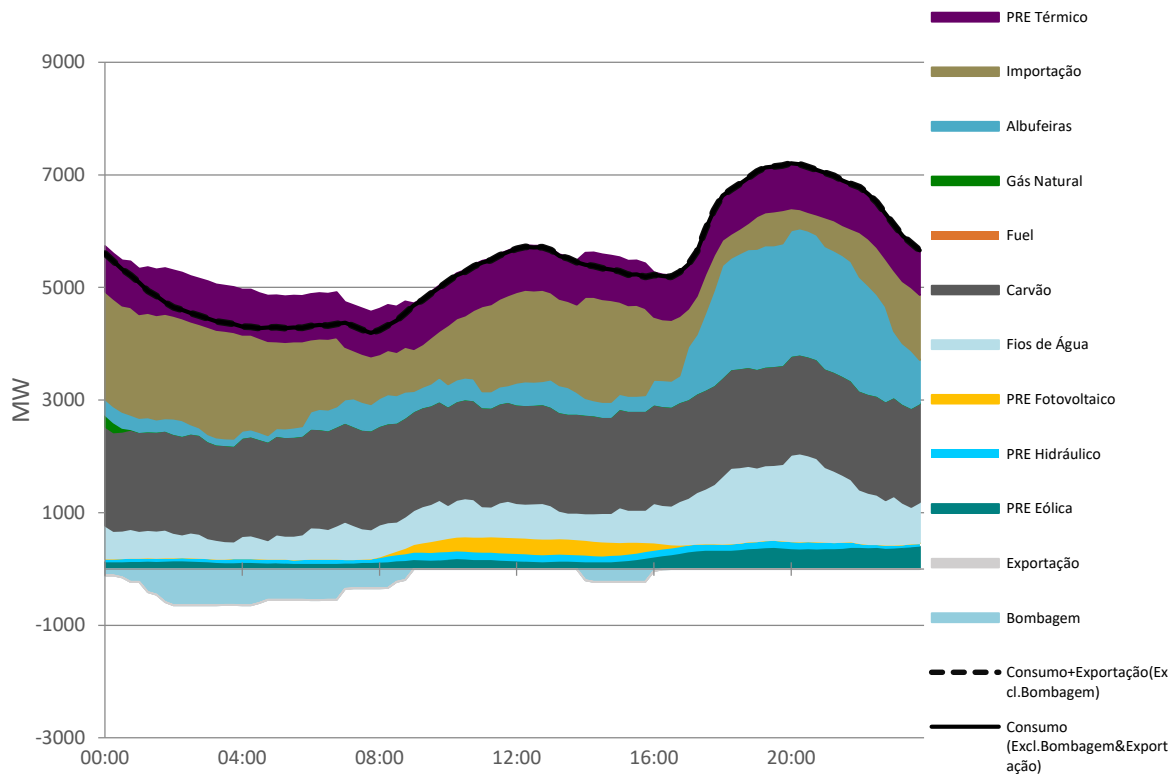


Figura 2.8. Perfil de carga e geração no dia 04 Janeiro 2015 (fonte dados: [25]).

## 2.3 PRINCÍPIOS DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. NOÇÃO DE RESERVA DE POTÊNCIA

Os recursos renováveis e, por conseguinte, as tecnologias que convertem estes recursos em energia elétrica são extremamente variáveis e de difícil previsão e, por isso, nem sempre apresentam, per se, a capacidade de responder às necessidades do operador do sistema, uma vez que a sua produção é (quase) inteiramente dependente da disponibilidade do recurso. Diz-se, portanto, que estas centrais não possuem a capacidade de oferecer *garantia de potência* ao sistema.

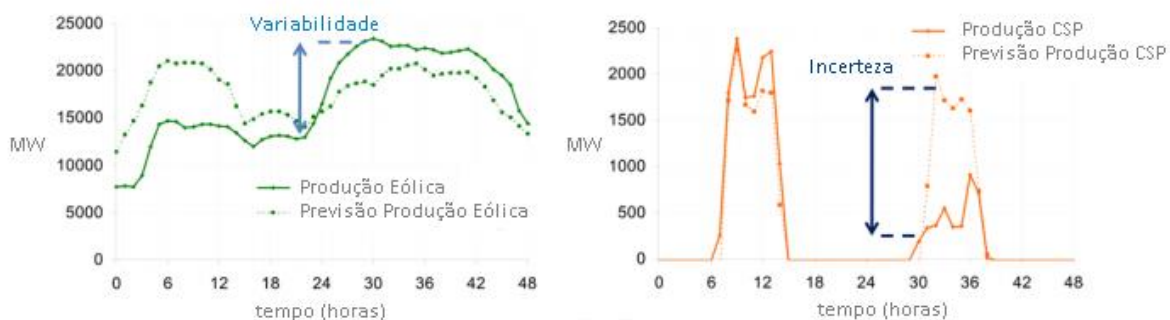
Desta forma, os operadores dos sistemas elétricos recorrem a centrais com possibilidade de ajuste da sua produção, normalmente ditas despacháveis, que permitem compensar as flutuações (rampas) da produção (renovável ou não) e do consumo garantido, em qualquer instante, o equilíbrio entre a produção e o consumo, o que se traduz na manutenção da frequência de operação do sistema o mais próximo do seu valor nominal (50Hz na Europa e 60Hz nos EUA). Regra geral, estes procedimentos de gestão do sistema elétrico põem-se em prática através do recurso a centrais despacháveis que oferecem “reserva de potência” (ou de energia), quer seja no sentido de aumentar a potência entregue à rede elétrica por parte das centrais (reserva positiva, do inglês *upward reserve*) ou no sentido de a diminuir (reserva negativa, do inglês *downward reserve*), aumentando e diminuindo, respetivamente e concomitantemente, a frequência do sistema.

Tradicionalmente, a reserva positiva tem desempenhado um papel mais fulcral na gestão dos sistemas electroprodutores, uma vez que grandes centros produtores e redes de transporte de energia podem e deixam de funcionar inesperadamente. Estas são situações que ocorrem com mais frequência do que, por exemplo, grandes cargas se desligarem inesperadamente da rede, o que, por

consequente, reduz a necessidade de recorrer à reserva negativa, por comparação com a utilização de reserva positiva [33].

O aumento da penetração de centrais renováveis vem, no entanto, aumentar a relevância das Reservas de Energia (positiva e negativa) no contexto da gestão de todos os sistemas electroprodutores já que, o aumento da penetração de fontes variáveis no tempo (e.g. eólica e PV) num SE a partir de um certo nível requer, normalmente, a disponibilização de reservas de potências adicionais.

Para além da incerteza associada ao consumo, a variabilidade e a incerteza que caracterizam a geração renovável representam, atualmente, os dois grandes fatores que ditam a necessidade de recorrer a reservas de energia [33]. A variabilidade (Figura 2.9), que representa as variações esperadas que possam ocorrer no sistema (e.g aumento ou diminuição da produção eólica e/ou fotovoltaica), aumenta a necessidade de recorrer a reservas de energia caso estas variações se verifiquem em escalas temporais inferiores ao escalonamento das centrais, e.g o programa de escalonamento horário terá de recorrer a reservas de energia caso se verifiquem variações da ordem de alguns minutos. A incerteza (Figura 2.9) é, por sua vez, devida a possíveis erros de previsão que possam ter ocorrido, e.g., uma central produzir mais do que o que estava previsto, e é colmatada com as reservas de energia quando, por exemplo, os perfis de carga e/ou produção são diferentes dos perfis definidos no escalonamento.



**Figura 2.9.** Exemplos de Variabilidade e Incerteza (adaptado de: [33]).

Apesar de não existir ainda um consenso a nível mundial relativamente à nomenclatura a utilizar para definir todos os tipos de reservas de energia - que diferem entre si em termos de tempo de resposta, capacidade de sustentar a sua operação nas novas condições, entre outras características [33], [34] - grande parte dos países Europeus categorizam as Reservas de Energia em três grandes grupos: reserva primária, secundária e terciária.

A reserva primária é constituída por mecanismos automáticos que gerem a potência ativa produzida pelas centrais e a potência ativa consumida pelas cargas controláveis (caso estas existam), por forma a assegurar o balanço entre produção e consumo e neutralizar as variações de frequência. A principal função deste tipo de reserva é, então, estabilizar a frequência do sistema, i.e impedir que a frequência continue a baixar ou a aumentar, após uma ocorrência inesperada, e.g falha de produção de uma grande central. Este tipo de reserva revela-se, assim, indispensável para garantir a operação estável de qualquer sistema electroprodutor. No entanto, algumas das centrais que atuam como reserva primária não conseguem sustentar os novos regimes de produção por um período de tempo muito alargado e necessitam, por isso, de ser substituídas por outras centrais que possuam a capacidade de restaurar a frequência para o seu valor nominal e que contribuem para a reserva secundária de um sistema electroprodutor. Em suma, enquanto a reserva primária de um

sistema impede que a frequência continue a desviar-se do seu valor nominal, a reserva secundária atua no sentido de a restabelecer ao seu valor nominal. Por fim, a reserva terciária atua para que a reserva primária e secundária possam voltar aos seus regimes normais de operação, para solucionar problemas de congestionamento da rede de transporte e para assegurar que a frequência de operação do sistema se mantém nos níveis desejados de operação [34].

As reservas de energia são, então, consideradas como um serviço auxiliar de gestão do sistema electroprodutor, a que o operador pode recorrer através de quatro formas distintas [35]: 1) Obrigatoriedade do fornecimento de serviços por parte de alguns utilizadores da rede eléctrica, e.g. grandes centros produtores; 2) Contratos bilaterais, onde o operador negocia diretamente com as centrais as condições da prestação do serviço, isto é, o volume e o preço da reserva; 3) Concurso ou mercado *Spot*, que envolvem já a participação em Mercado de Reservas.

Assim, e uma vez que o aumento da variabilidade e incerteza na produção, provocada pelo acréscimo da penetração var-RES, leva a que maiores volumes de reservas (principalmente de reserva secundária) sejam necessários para assegurar a estabilidade do sistema, tem-se o que os custos de operação do sistema electroprodutor irão aumentar consideravelmente à medida que a penetração de produção var-RES também aumenta.

## 2.4 FERS EM AMBIENTE DE MERCADO E INCENTIVOS

Como referido anteriormente, a variabilidade e imprevisibilidade do recurso renovável implica que a potência produzida pelas centrais que utilizam este recurso primário possua o mesmo carácter variável e estocástico que o seu recurso, impedindo que estas centrais possam, por conseguinte, participar nos mercados de energia nos seus moldes atuais, i.e, da mesma forma que as centrais convencionais.

Assim, e por forma a promover o crescimento de energias renováveis, os governos desenvolveram políticas de incentivo para tornar estas centrais mais competitivas em ambiente de mercado e para estimular o seu desenvolvimento e proliferação. A maior parte dos países [36] recorre, desse modo, a dois modelos de incentivo, sendo eles:

- 1) Tarifas fixa bonificada ou *Feed-In Tariffs* (FIT) e,
- 2) Remuneração *Premium* ou *Feed-in Premium* (FIP).

No primeiro modelo de incentivo, os produtores de energia renovável recebem contratos de longo prazo normalmente baseados nos custos de produção de cada tecnologia. Estas tarifas são fixadas pela legislação de apoio ao sector renovável, sendo normalmente atualizadas anualmente, independentes da variação do preço de energia em mercado e extinguindo-se ao fim do período de recuperação do investimento, ou de um período análogo a este. No segundo modelo de incentivo, a eletricidade produzida por centrais renováveis é vendida em mercado, mas os produtores recebem, para além do valor da energia em mercado, uma tarifa *premium*. Esta tarifa pode ser fixa, isto é, independente do preço de mercado, ou variável, sendo que o seu varia com os preços de mercado (assegurando sempre um retorno do seu investimento aos investidores em centrais renováveis durante, pelo menos, o período de retorno). Apesar de a tarifa *premium* fixa representar a forma mais simples de retribuir os produtores de energias renováveis, esta incorre no risco de os sobrecompensar quando os preços da energia em mercado são mais elevados ou de os subcompensar quando os preços de energia em mercado estão nos seus níveis mais baixos.

Portugal recorre ao mecanismo de tarifas fixas bonificadas (FIT), desde 1988, com a entrada em vigor Decreto-lei 123/88, de 27 de Maio [37], que define as condições de remuneração garantida a projetos de produção em regime especial (PRE) – instalações de produção de energia com uma potência aparente igual ou inferior a 10 MVA, que utilizem recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas e urbanos; ou unidades de cogeração (qualquer tipo de produção combinada de calor e energia elétrica), estas últimas sem limitação de potência. Este diploma veio, assim, permitir a ligação à rede elétrica nacional de toda e qualquer instalação de produção de eletricidade (pública ou privada) em regime especial, desde que se garantissem os requisitos técnicos e de segurança previstos nesse mesmo diploma. A energia produzida por tecnologia PRE teria, então, uma remuneração garantida durante os primeiros oito anos do prazo de amortização do investimento, com o comercializador de último recurso (CUR) a ser legalmente obrigado a adquirir a energia produzida pela PRE.

Em 2001, após as reformas do Sistema Elétrico Nacional<sup>16</sup>, é publicado o Decreto-Lei 339-C/2001, de 29 de Dezembro [38], que veio introduzir uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, i.e a fórmula que permitia determinar a remuneração da energia passava, com este diploma, a depender de fatores como o número de horas equivalentes à potência nominal de cada parque eólico (NEPs), da potência hídrica e fotovoltaica licenciada, entre outros fatores. O objetivo desta medida foi, assim, criar condições económicas que viabilizassem a construção de, por exemplo, novos parques eólicos, mesmo em locais de menor potencial, sendo que para esse efeito o governo estabeleceu um critério regressivo para o cálculo da remuneração, mediante o qual parques eólicos com um valor inferior de NEPs teriam uma remuneração mais elevada por kWh produzido.

Em 2005, com a publicação do Decreto-Lei 33-A/2005, de 16 de Fevereiro [39], a fórmula de remuneração sofreu novas alterações e os incentivos passaram a ser superiores. Esta tarifa fixa bonificada passou, inclusive, a ser garantida por um período mais alargado - 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede para a maioria da tecnologia renovável, à exceção das centrais hídricas, que *em casos excecionais devidamente fundamentados*, este período poderia *ser prorrogado até mais 10 anos, mediante despacho do membro do Governo que tutele a DGGE, a requerimento do promotor interessado*.

O governo Português acaba com o regime de tarifas *feed-in* quando, em 2012, promulga o Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de Outubro [40], que cessa a garantia de compra por parte do CUR, passando este regime a ser efetuado pelo Governo. Este diploma veio, assim, anular a legislação existente para os procedimentos de licenciamento de novos projetos de PRE, retirando aos novos promotores o direito de compra garantida a preços bonificados. Os projetos PRE existentes até então continuam a beneficiar das tarifas bonificadas até ao final do contrato, salvaguardando-se, sempre, o princípio da retroatividade da lei penal.

---

<sup>16</sup> Com a liberalização do mercado, o SEN passa a ser constituído por dois subsistemas, o Sistema Elétrico de Abastecimento Público (SEP) e pelo Sistema Elétrico Independente (SEI), que por sua vez pode ser subdividido em Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e em Produção em Regime Especial (PRE). A produção renovável e a cogeração passam, então, a ser regidas por decretos-lei distintos: Decreto-Lei n.º 313/95 e Decreto-Lei n.º 186/95, respetivamente, atualizados posteriormente, em 1999, pelo Decreto-Lei n.º 168/99 e pelo Decreto-Lei n.º 538/99, respetivamente.

O mecanismo de tarifas *premium* é utilizado atualmente em países como a Alemanha, Dinamarca, Holanda, Finlândia, entre outros. Espanha foi, no entanto, o primeiro país a introduzir este esquema de incentivo nas suas políticas públicas [41] tendo sido o país que, até recentemente, o aplicou com mais sucesso.

Em 1997, o governo espanhol promulgou a sua lei 54/1997, que constituiu o primeiro passo para a existência de um mercado de energia liberalizado em Espanha e que envolveu a reforma estrutural de todo o seu sistema energético – a produção deixou de ser inteiramente centralizada, favorecendo agora a geração descentralizada e incentivando os pequenos produtores independentes. O Real Decreto 2818/1998 sobre a produção de energia elétrica por centrais que recorram a fontes de energia renovável, resíduos e cogeração, é uma das normativas que deriva da lei 54/1997 e que define, pela primeira vez, um sistema de incentivos para este tipo de centrais, sempre que a sua potência nominal não seja superior a 50 MW. O modelo de incentivo aplicado foi o de tarifa de mercado *premium*. Segundo este modelo, os promotores das centrais renováveis recebiam pela energia vendida à rede o valor do preço da energia em mercado, acrescido de uma tarifa adicional – a tarifa *premium*.

A metodologia para a atualização e sistematização do regime jurídico e económico para a produção de energia elétrica em regime especial é definida no Real Decreto 436/2004 [42]. Nele é definido um sistema em que o produtor (que pode ser também consumidor de parte da energia produzida) pode escolher que tipo de incentivo quer receber, de entre duas opções:

1) Vender a totalidade da energia produzida à empresa de distribuição de energia espanhola recebendo uma tarifa de remuneração regulada e igual em todos os períodos (horas de ponta, cheia ou vazio), expressa em c€/kWh e, como tal, constituindo-se como uma FIT;

2) Vender a eletricidade livremente no mercado de energia, através do sistema de ofertas gerido pelo operador de mercado, através de contractos bilaterais ou a prazo, ou através de uma combinação de ambos.

Foi, no entanto, necessário regulamentar alguns aspetos técnicos. Desta forma, surgiu o Real Decreto 661/2007, que substituiu o decreto até então em vigor (Real Decreto 436/2004). Este diploma estabeleceu algumas regras para o modelo de mercado *premium* anteriormente descrito: limites superiores e inferiores de remuneração foram definidos para algumas tecnologias, para que o preço da energia em mercado somado da tarifa *premium* de referência, não ultrapasse esses limites. Assim, o promotor era protegido quando os preços de mercado eram demasiado baixos e o complemento bonificado da tarifa era anulado quando os preços de mercado se apresentavam suficientemente elevados para cobrir os custos de produção, eliminando, assim, irracionalidades na remuneração das diferentes tecnologias. Esta medida foi acompanhada com uma nova medida de prioridade de acesso à rede: os produtores em regime especial tinham prioridade na venda de energia à rede em detrimento dos produtores convencionais, com especial preferência para as centrais de produção em regime especial não controláveis [43].

Apesar de todas estas medidas terem contribuído para o forte crescimento de centrais renováveis em Espanha, o seu governo aboliu recentemente todos os mecanismos de tarifa *premium* em vigor até à data quando, em 2013 e por razões associadas à recente crise económica, publicou o Real Decreto 9/2013, num processo muito polémico, já que se rescindiriam contratos de aquisição de energia ainda em vigor.

Novos regimes e métodos de incentivo têm vindo a ser implementados por vários Governos. A título de exemplo, no Reino Unido, vigora atualmente um regime inspirado em tarifas *premium*, denominado por “*Contracts for Difference – CfD*”. Este esquema de incentivo fornece incentivos financeiros a todas as tecnologias de baixa emissão de CO<sub>2</sub>, sistemas de captação e armazenamento de CO<sub>2</sub>, bem como tecnologia nuclear. Assim, um valor para a energia – Preço Limite ou *Strike Price* – é definido pelo governo e contratualmente aceite pelos produtores de energias renováveis e uma empresa do governo inglês denominada por “*CfD Counterparty Company Ltd*”. Desta forma, se os preços de eletricidade forem inferiores ao preço limite acordado, o produtor de energia renovável recebe a diferença sob a forma de tarifa *premium* e se o preço de eletricidade for superior ao preço limite, os produtores têm de devolver a diferença ao governo. OS resultados da primeira ronda de concurso público foram publicados em Fevereiro de 2015, sendo que 27 CfD foram estabelecidos nessa data e se encontram atualmente em vigor [44].



### 3 CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL

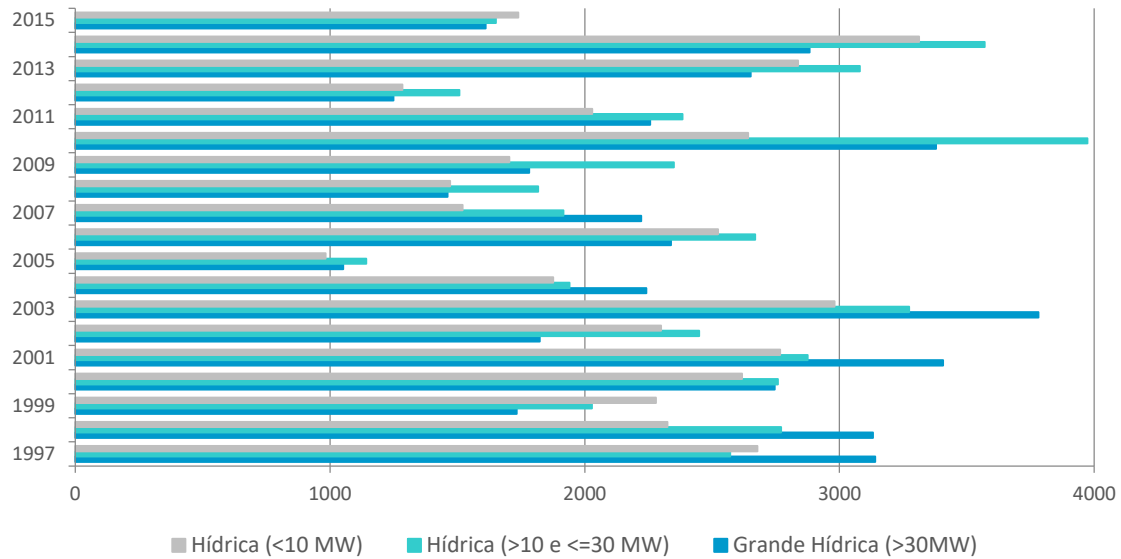
Nos últimos anos, as redes de transporte e distribuição de eletricidade têm sofrido inúmeros incentivos à sua modernização. Sistemas de monitorização do estado dos postos de transformação, dispositivos de medição do consumo de equipamentos domésticos, sistemas de comunicação bidirecional entre as empresas de distribuição e/ou comercialização de energia e os consumidores, são alguns exemplos dos equipamentos que têm contribuído para a evolução das redes atuais para as chamadas “Redes Inteligentes” [45].

É no âmbito deste novo *paradigma das redes inteligentes* – sendo este um conceito abrangente e entendido no âmbito desta dissertação como “a evolução tecnológica que é necessário imprimir às redes elétricas atuais com vista à sua sustentabilidade, por forma a permitir uma elevada contribuição renovável na estrutura de produção do sistema elétrico e a participação ativa e multifacetada de todos os atores desse sistema, incluindo os consumidores” [46] – que se apresenta o conceito de Central Renovável Virtual (CRV), como um conceito com potencial para solucionar alguns dos desafios associados com a integração de fontes de energia renováveis no sistema electroprodutor e nas redes de energia abordados no capítulo 2.

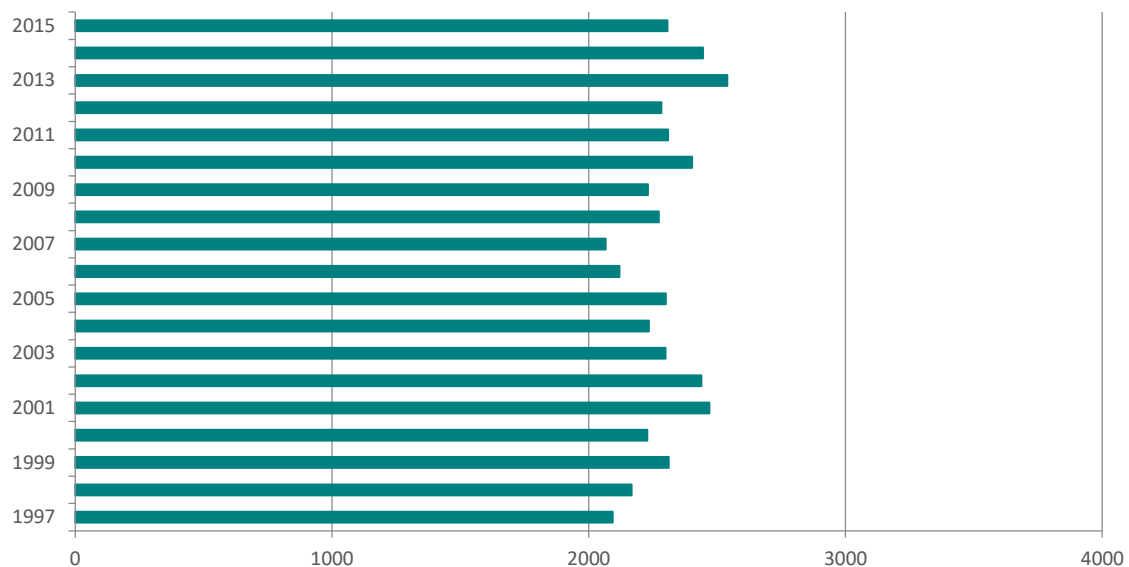
#### 3.1 CONCEITO E DEFINIÇÃO

Na literatura, inúmeras definições de Central Virtual têm sido apresentadas. Em [15], uma central renovável virtual (CRV) representa uma ferramenta de agregação de fontes de energia dispersas no espaço – de carácter renovável – que pode possuir, também, unidades de armazenamento de energia e cargas controláveis. Esta central, do ponto de vista técnico e/ou comercial, opera como uma única central semelhante a uma central convencional. Em [16], uma central renovável virtual é, por outro lado, comparada a uma microrede, que depende de sistemas de *software* para fazer o comando e otimização da produção de energia, do consumo e das unidades de armazenamento. Em suma, uma central renovável virtual assume um papel de “Internet da Energia” que interliga, através da rede elétrica existente e recorrendo a tecnologia de informação e comunicação de última geração (TIC), os produtores e consumidores de energia, otimizando o seu funcionamento e maximizando o retorno económico de todas as partes. Em [47], uma CRV pode ser definida como uma entidade heterogénea constituída por diversas tecnologias, dispersa em diversas localizações. Possivelmente, a melhor definição de CRV deve-se a [48] que a define como sendo uma representação flexível de um portefólio de centrais de produção descentralizada, que não só agrega a capacidade de produção desse conjunto de centrais, como também cria um perfil único de produção capaz de incorporar as características das centrais que a constituem e também as restrições da rede de energia que as interligam. A esta definição deve juntar-se o facto de, do ponto de vista da gestão de um sistema electroprodutor, uma CRV poder ser operada como se de uma central despachável se tratasse emprestando, desse modo, controlabilidade de potência (e mesmo, até certo ponto, garantia de potência) a sistema de geração de eletricidade que, na sua configuração de base, não a têm [49].

Uma das características que se encontra na base deste conceito é, assim, a complementaridade natural dos recursos renováveis. Para demonstrar a relevância desta característica, considera-se, a título de exemplo, a energia total anual produzida pelas centrais hídricas e eólicas (centrais renováveis mais relevantes no SE nacional), e a sua potência instalada em cada ano, por forma a determinar o número de horas de produção equivalente à potência nominal (NEPs) de cada FER, para cada ano (Figura 3.1 e Figura 3.2).



**Figura 3.1.** Número de horas equivalentes à potência nominal das centrais hídricas desde 1997 até 2015, em Portugal (fonte dados: [3], [5]).



**Figura 3.2.** Número de horas equivalentes à potência nominal das centrais eólicas desde 1997 até 2015, em Portugal (fonte dados: [3], [5]).

A análise da Figura 3.1 e da Figura 3.2 revela a elevada variabilidade à escala interanual da energia hídrica, resultado da variabilidade característica do recurso em climas como o Português, e a notável constância na produção eólica ao longo do tempo, com desvios padrão em relação à média de apenas 5% (Tabela 2.1). Salienta-se, igualmente, o facto de a média das horas equivalentes à potência nominal da energia eólica ser muito idêntica, no período analisado, à da energia hídrica (GH e PCH), embora os desvios padrão em relação à média sejam consideravelmente díspares, 5% versus 33%. Os resultados apresentados na Figura 3.2 e na Tabela 3.1 permitem concluir, então, que a energia eólica é capaz de fornecer uma boa garantia de abastecimento em períodos alargados de tempo [22], e.g um ano. Assim, e apesar destas centrais não serem capazes de oferecer garantia de potência (devido à sua variabilidade em escalas temporais reduzidas), oferecem ao operador (e planeador) do sistema uma razoável garantia de produção energética a uma escala anual.

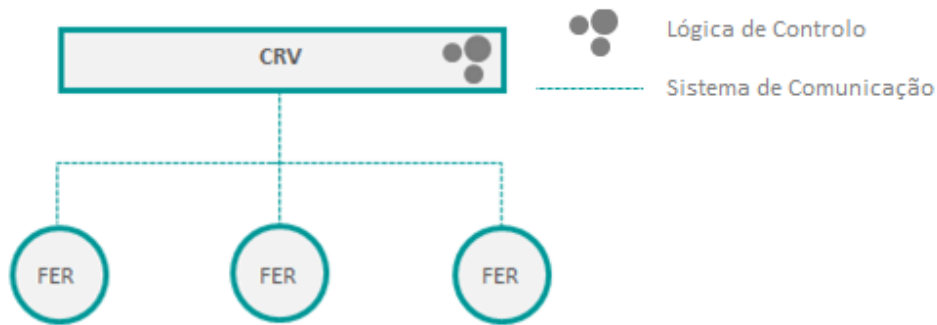
**Tabela 3.1.** Avaliação da variabilidade interanual e *garantia de energia* da produção Hídrica e Eólica. Média e desvio padrão referentes aos dados de 1997 a 2015 (fonte dados: DGEG 2016; DGEG 2009).

	Grande Hídrica (>30 MW)	Hídrica (>10 e <=30 MW)	Hídrica (<10 MW)	Eólica
<b>Média</b> [NPEs]	2 363	2 459	2 204	2 290
<b>Desvio Padrão</b> [NPEs]	769	706	616	125
<b>Desvio Padrão</b>	33	29	28	5

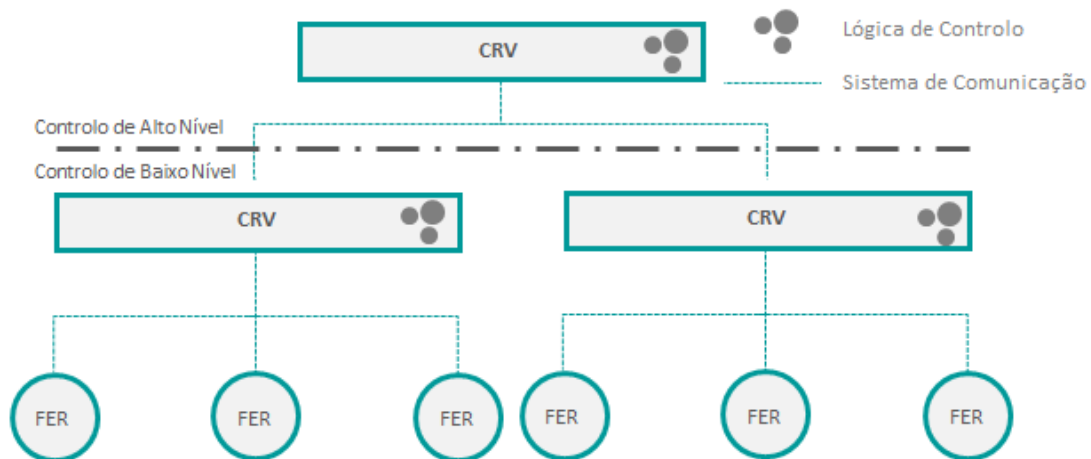
Deste modo, quando se consideram as características de produção e a taxa de resposta de ambas as centrais, verifica-se que a tecnologia hídrica possui capacidade de compensar a elevada variabilidade da produção eólica em escalas de tempo reduzidas, devido à sua capacidade de regulação (mesmo quando se considera hídricas a fio de água) e ao facto de, ao contrário das centrais térmicas, não consumir recurso primário adicional para efetuar essa regulação. Por outro lado, a reduzida variabilidade do recurso eólico à escala interanual permite colmatar a elevada variabilidade da produção hídrica nesta escala temporal.

A complementaridade natural dos recursos pode, então, ser aproveitada por forma a aumentar o fator de capacidade de uma central renovável conjunta (CRV), trazendo benefícios tanto a nível económico, como a nível técnico, i.e. da gestão de todo o sistema electroprodutor [22]. O desenvolvimento de ferramentas que permitam a otimização da gestão do sistema electroprodutor através da agregação de diferentes FER em CRVs poderá conduzir à diminuição das situações em que é necessário desperdiçar a oportunidade de converter a energia de recursos primários renováveis em energia elétrica, reduzir a variabilidade da produção destas fontes e, consequentemente, reduzir os volumes de reservas de energia necessários, contribuindo, deste modo, para uma gestão mais segura e robusta dos sistemas elétricos e para a redução dos custos de operação dos mesmos [11]–[14], [50]. A integração de previsões meteorológicas (ver: [51]) de produção das FER, que é atualmente já uma realidade em todo o mundo para o sector eólico, possibilita uma gestão mais segura dos sistemas elétricos e, também, uma melhor participação destas fontes de energia nos mercados de eletricidade, proporcionando uma utilização mais racional dos recursos e trazendo mais segurança na operação de todos os sistemas de energia.

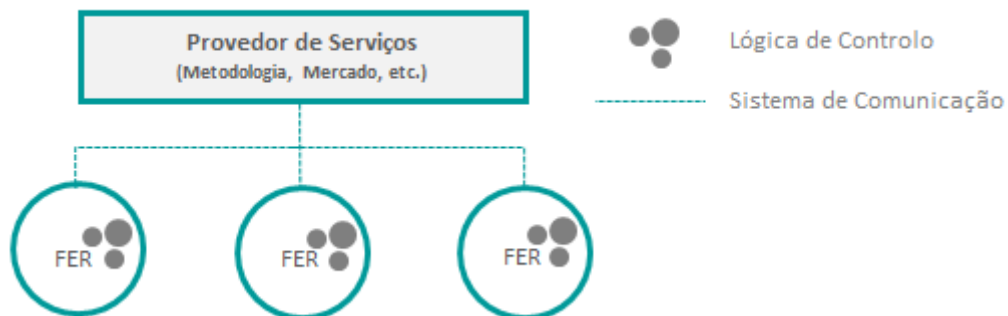
A agregação das diferentes FER em CRVs pode ser efetuada segundo diferentes estratégias de controlo. Num controlo centralizado (Figura 3.3), toda a lógica de controlo, conhecimento de mercado e planeamento da produção está separado das FER. A grande vantagem desta abordagem reside no facto de a CRV ter total acesso às FER e capacidade de controlo sobre as mesmas podendo utilizá-las por forma a atender às necessidades do mercado ou de gestão do sistema elétrico. Um controlo descentralizado (Figura 3.4), por outro lado, define a CRV através de diferentes níveis hierárquicos. Num primeiro nível (baixo nível), o controlo de um conjunto de FER é efetuado por uma CRV, sendo que algumas das decisões são deixadas a cargo de uma CRV hierarquicamente superior (alto nível). Esta topologia permite uma simplificação das responsabilidades e das comunicações entre CRVs do nível baixo de controlo. Em alternativa, existe ainda a possibilidade de cada FER agir como um agente inteligente e independente, que participa e reage ao estado do sistema de energia e do mercado (Figura 3.5).



**Figura 3.3.** Representação esquemática de controlo centralizado com CRV [52].

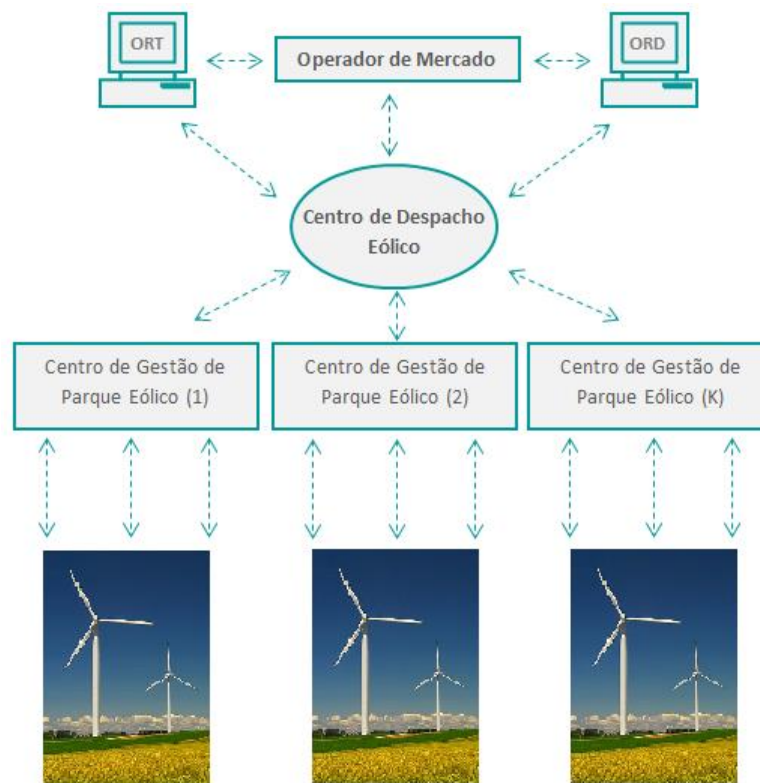


**Figura 3.4.** Representação esquemática de controlo descentralizado com CRV [52].



**Figura 3.5.** Controlo inteiramente descentralizado de FER [52].

Apesar de o conceito de CRV representar uma nova direção no planeamento e operação dos sistemas de energia com produção renovável descentralizada, alguns dos seus princípios fundamentais têm vindo a ser utilizados na gestão da produção renovável à medida que os níveis de penetração deste tipo de fontes aumentam. Em Portugal e Espanha, a geração de energia eólica de grande escala que se encontra interligada à rede de transmissão de energia encontra-se já a operar segundo os princípios de agregação e de controlo centralizado, formando agregados denominados por “Centro local de despacho de centrais eólicas”. Estes centros adotam uma arquitetura hierárquica, conforme representado na Figura 3.6.



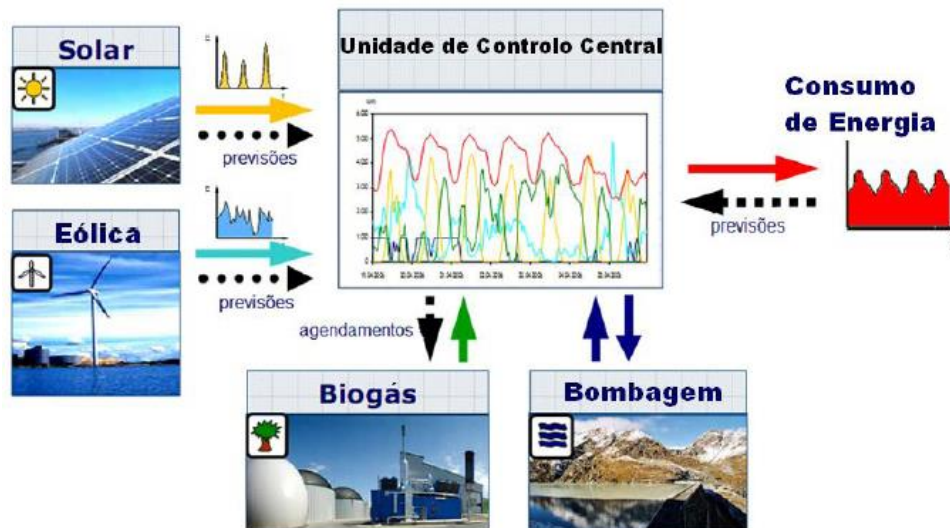
**Figura 3.6.** Representação do modelo de gestão eólica em Portugal e Espanha [22].

Nesta configuração, o sistema de controlo age ao nível dos aerogeradores por forma a garantir a segurança de operação, não permitindo que esta opere fora dos seus limites técnicos e estruturais. No que diz respeito ao parque eólico, os sistemas de controlo atuam de modo a controlar a operação do parque, garantido que as condições de tensão e potência licenciadas estão asseguradas e otimizando a sua produção (interagindo com o controlo dos aerogeradores). O Centro de Despacho Eólico possui, então, a função de monitorizar e gerir a produção eólica dos diferentes parques a ele conectados, sendo que em situações de emergência este pode ter de desligar uma central eólica, por forma a manter a segurança e estabilidade de todo o sistema elétrico.

Vários estudos europeus têm sido desenvolvidos no decorrer dos últimos anos no sentido de desenvolver novas funcionalidades e metodologias para a criação de CRVs. Nas próximas secções serão abordados alguns desses mesmos estudos.

#### **i) Projeto *Kombikraftwerk 1 e 2* (Alemanha)**

O projeto *Kombikraftwerk 1*, desenvolvido na Alemanha, visa provar a possibilidade técnica do fornecimento de energia renovável para a satisfação de 100% do consumo. Contando com o apoio de inúmeras entidades do sector industrial alemão, bem como de centros de investigação e universidades, este projeto desenvolveu uma metodologia para o controlo centralizado de trinta e seis centrais renováveis distintas: centrais eólicas, fotovoltaicas, hídricas com bombagem e centrais de co-geração (biogás). Esta Central Combinada revela-se, desse modo, tão confiável como uma central convencional de larga escala. A estrutura base da central combinada desenvolvida no projeto *Kombikraftwerk 1* encontra-se representada na Figura 3.7.



**Figura 3.7.** Representação da central combinada desenvolvida no projeto Kombikraftwerk 1 [53].

As centrais eólicas e fotovoltaicas produzem energia de acordo com a disponibilidade do recurso primário em cada instante, as centrais de biogás e hídrica operam com o objetivo de colmatar as diferenças para o consumo, i.e., convertem o seu recurso energético primário (armazenável) em energia elétrica caso haja produção insuficiente por parte das centrais eólicas e fotovoltaicas. A central hídrica pode ainda armazenar a energia excedente, caso a produção supere o consumo e disponha de grupos de bombagem.

Assim, numa primeira etapa, a unidade de controlo central recebe informações sobre as previsões meteorológicas (velocidade do vento e irradiância) e, com base nestas, antecipa a quantidade de energia que irá ser produzida pelas centrais fotovoltaicas e eólicas. Comparando, então, os dados da previsão de produção com os de previsão de consumo, a unidade de controlo central determina e envia o perfil de produção para as centrais de biogás. Estas centrais são usadas em primeiro lugar para gerar a diferença de energia eventualmente necessária para suprir o consumo, uma vez que o biogás é armazenável e, portanto, poderá estar sempre disponível.

O balanço final é assegurado pelas centrais hídricas com bombagem: caso exista um défice na produção, a central hídrica produz energia elétrica através da energia armazenada nas suas albufeiras, caso contrário, é acionado o mecanismo de bombagem que permite, com recurso ao excedente de energia produzida, aumentar a energia armazenada. É possível, também, recorrer à importação/exportação de energia de/para as redes vizinhas ou utilizar a energia elétrica excedente na alimentação de veículos elétricos [54]. Em casos excecionais, poderá proceder-se à redução da energia elétrica produzida pelas centrais (desligando alguns aerogeradores e painéis fotovoltaicos), sendo que esta medida implica o não aproveitamento de energia de recurso primário que poderia ser convertida em energia elétrica [53].

A segunda (e última) etapa consiste, então, no ajustamento da operação das centrais de biogás aos valores medidos, por forma a compensar pequenos erros que tenham sido cometidos na fase de previsão. Assim, a cada instante, a unidade central de controlo recebe informação da energia produzida por cada central que constitui o seu portefólio, aumentando ou reduzindo o seu regime de produção consoante os valores de consumo. Desta forma, esta CRV possui a capacidade de atender à necessidade de consumo recorrendo somente a FER [53].

Enquanto o projeto *Kombikraftwerk 1* defendeu e demonstrou que era possível suprir as necessidades de carga recorrendo somente a fontes de energia renovável, o projeto-piloto *Kombikraftwerk 2* pretende provar, agora, que é possível a operação segura e confiável da rede elétrica local, mesmo com um sistema electroprodutor constituído apenas por centrais do tipo renovável e dispositivos de armazenamento – sem que haja a necessidade de se recorrer a centrais nucleares ou que utilizem combustíveis fósseis.

Para tal, o consórcio deste projeto desenvolveu, numa primeira fase, um simulador que permitiu determinar alguns cenários de sistemas de energia puramente renovável, por forma a conhecer a sua necessidade de serviços auxiliares (controlo da tensão e frequência da rede elétrica). De seguida, foram desenvolvidos e testados conceitos que determinam o cenário com mais capacidade para fornecer serviços de sistema. A fase seguinte consiste, então, na adição de um sistema de fornecimento de energia (redes de energia) ao modelo já desenvolvido, com o objetivo de testar o potencial já existente das energias renováveis para a estabilização das redes de energia em condições reais de funcionamento [55]. Os resultados deste projeto revelam que a estabilidade da rede elétrica poderá ser assegurada num futuro sistema de energia inteligente constituído unicamente por fontes de energia renovável, sem que fique comprometida a qualidade (da oferta) de energia. Para tal, as centrais descentralizadas necessitam, inevitavelmente, de estar interligadas entre si, em rede, através de uma CRV, por forma a+ compensar as flutuações na tensão e frequência da rede elétrica [55].

## ii) Projeto *Fenix* (Europa)

Motivado pelos desafios inerentes à penetração de fontes de energia var-RES nos sistemas electroprodutores, surgiu o projeto *Fenix*, que decorreu entre 2005 e 2009, com financiamento pelo programa FP6 (*6th Framework Programme*) da Comissão Europeia. Este projeto visava impulsionar o desenvolvimento de Recursos de Energia Distribuídos (DER), maximizando o seu contributo para o sistema de energia elétrica, através da agregação em Centrais Virtuais de larga escala e gestão descentralizada. Através do controlo e monitorização das centrais FER distribuídas, bem como de outros equipamentos auxiliares à operação, as redes de distribuição – onde grande parte das FER se encontra interligada – passam a ter um controlo mais ativo podendo, assim, fornecer serviços de suporte do sistema elétrico, contribuindo, simultaneamente, para sua operação. Em suma, o principal objetivo do projeto *Fenix* foi “*conceptualizar, criar e demonstrar uma arquitetura técnica e uma estrutura comercial que permitisse que sistemas com elevada penetração de produção distribuída se tornassem a solução para um sistema elétrico futuro eficiente, seguro e sustentável na EU*”[56].

À medida que a penetração de energias renováveis aumenta, o projeto *Fenix* propõe que os mercados iniciem uma transição no sentido de integrar as atividades técnicas de uma central virtual, isto é, propõem a evolução para um sistema elétrico que, por um lado integre plenamente as centrais FER na sua operação e, por outro, permita a participação destas em mercados de energia.

Na Figura 3.8 é possível verificar a representação esquemática da capacidade atual das FER, redes de distribuição e transporte, bem como a geração convencional do sistema atual de energia. Uma representação de dois cenários futuros distintos é, também, apresentada. O primeiro, denominado por “Status Quo”, apresenta a evolução da capacidade das FER no futuro assumindo o atual paradigma de operação dos sistemas de energia, caracterizado por um controlo passivo das redes de distribuição e um controlo centralizado da rede de transporte e da geração convencional. O segundo, cenário designado por “Futuro Fenix”, representa o sistema com as FER e a procura



totalmente integradas na operação de um sistema descentralizado, incorporando tanto a atividade técnica de uma CRV, como a atividade comercial.

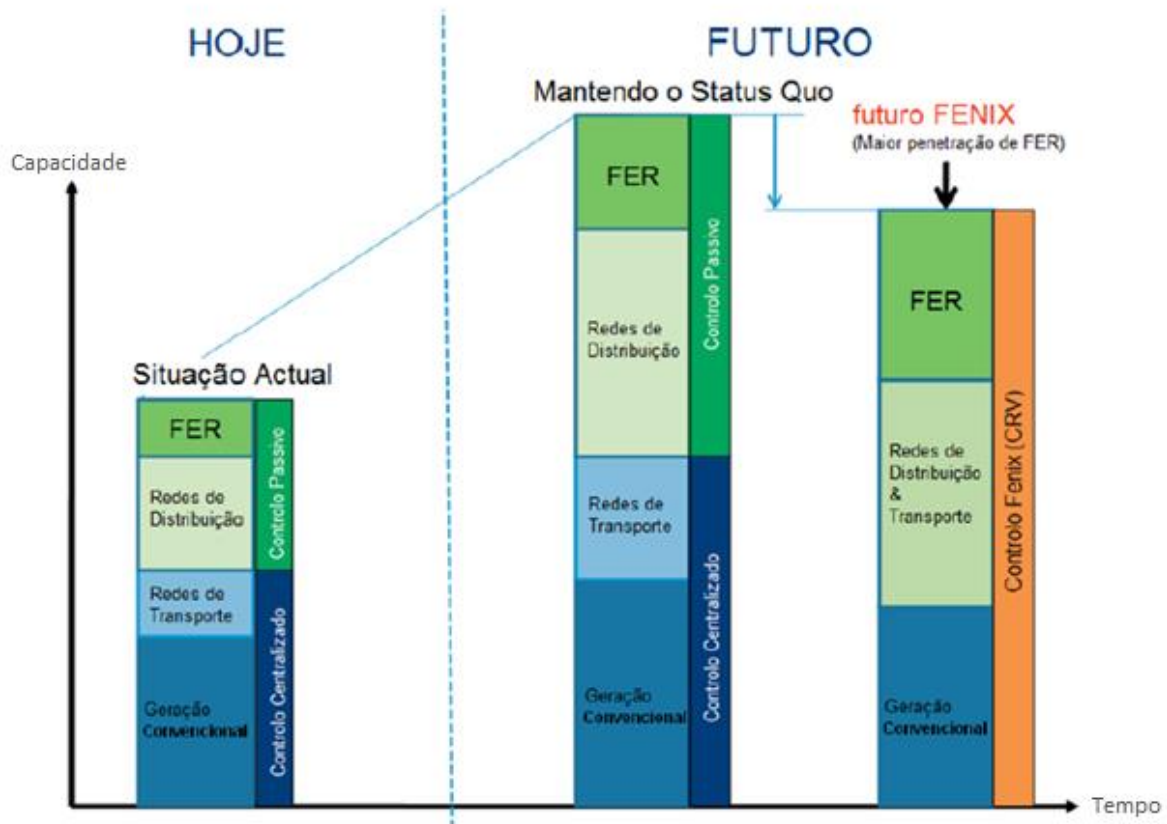


Figura 3.8. Níveis relativos da capacidade de um sistema [57].

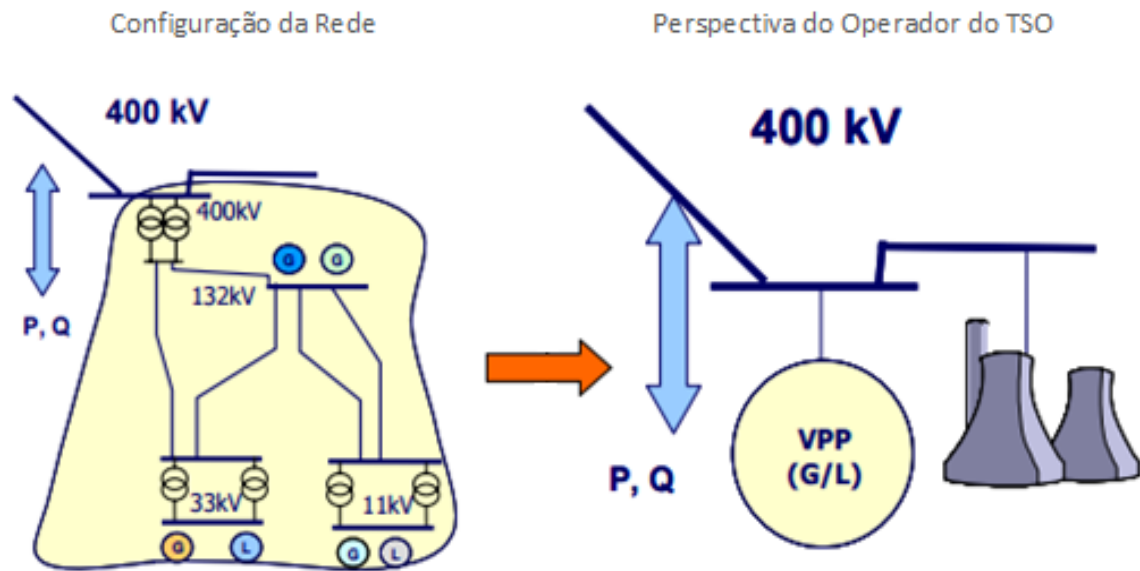
Em resposta a todos os desafios inerentes ao aumento da penetração de FER nos sistemas elétricos, o projeto *Fenix* divide o conceito de CRV em dois: central renovável virtual técnica (CRVT) e central renovável virtual comercial (CRVC).

Tem-se, portanto, que a CRVC agrega as FER independentemente da sua localização geográfica, utilizando parâmetros operacionais, custos marginais, dados de medição e previsões do consumo juntamente com previsões do mercado para determinar os agendamentos das FER, os custos de operação e parâmetros para a CRVT e os contratos para os mercados (Figura 3.12). Os seus principais objetivos prendem-se com a agregação de um portefólio equilibrado de FER e a comercialização da energia que produzem em mercados de energia. Assim, reduzem-se os riscos de incumprimento dos contratos estabelecidos em mercado por parte das FER individuais e são promovidos os benefícios de diversificação e aumento de capacidade. No subcapítulo 3.2.2 será efetuada uma abordagem mais pormenorizada às CRVC.

A CRVT, por sua vez, efetua a gestão técnica dos recursos energéticos renováveis agregados e conectados por uma rede de distribuição específica, construindo um perfil que representa as características de produção das centrais FER e da rede local, determinando também o custo de operação do sistema (Figura 3.10). Nas interfaces entre as redes de distribuição e transmissão, a CRVT representa toda a rede local através de um único perfil do agregado equivalente ao de uma central convencional de energia conectada à rede de transmissão [57]. Na Figura 3.9 é possível verificar uma representação esquemática da caracterização das FER segundo o conceito de CRV. É possível afirmar, também, que a integração de FER através de uma CRVT é



completa pois possibilita a participação das FER em mercados de serviços de sistema, podendo fornecer reservas, contribuindo para os serviços de sistema, i.e, regulação de frequência e, localmente, de tensão, bem como contribuir para a gestão de congestionamentos em linhas elétricas. Na secção 3.2.1 será efetuada uma abordagem mais pormenorizada às CRVT.



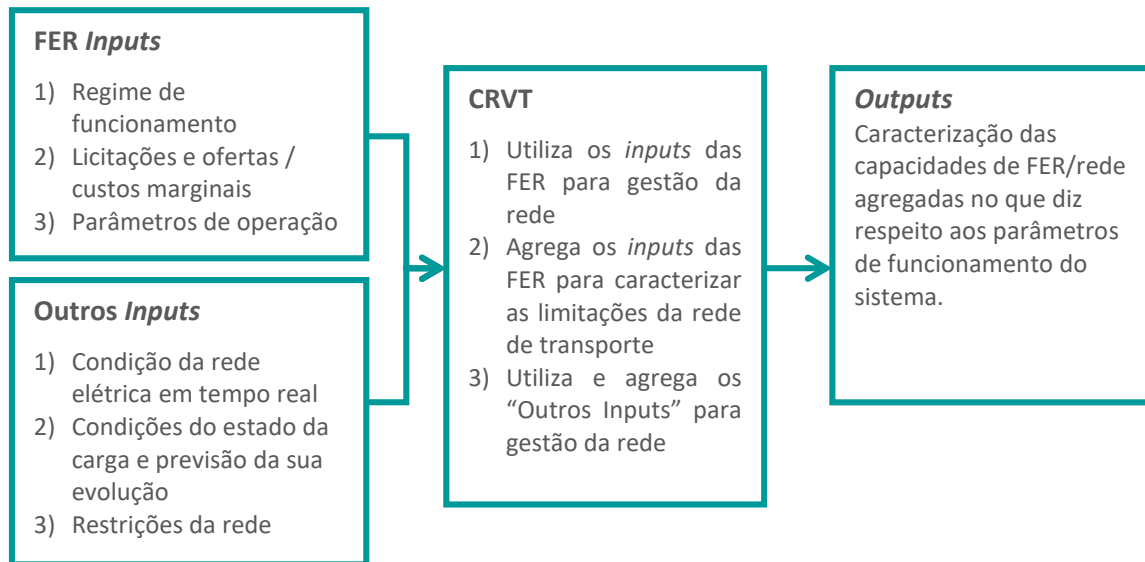
**Figura 3.9.** Representação esquemática de uma CRV, segundo o projeto Fenix [57].

Para estudar e caracterizar esta integração, que se prevê ocorra num futuro próximo, de FER no sistema elétrico através de CRV, o projeto *Fenix* abordou três áreas-chave de pesquisa: 1) Requisitos e projeção da CRV, ou seja: o que podem oferecer as FER? Que problemas podem ser resolvidos com recurso a FERs? De que forma os portefólios de FER podem ser caracterizados através de uma CRV?, entre outros; 2) Controlo do sistema elétrico: que novas aplicações de operação das redes de distribuição/sistemas de energia são necessários para cenários de grande penetração de FER, que serviços de apoio à gestão do sistema elétrico podem oferecer as CRV?; e, por último, 3) Qual o quadro regulamentar e comercial necessário para suportar a integração de FER com base em CRV? [57].

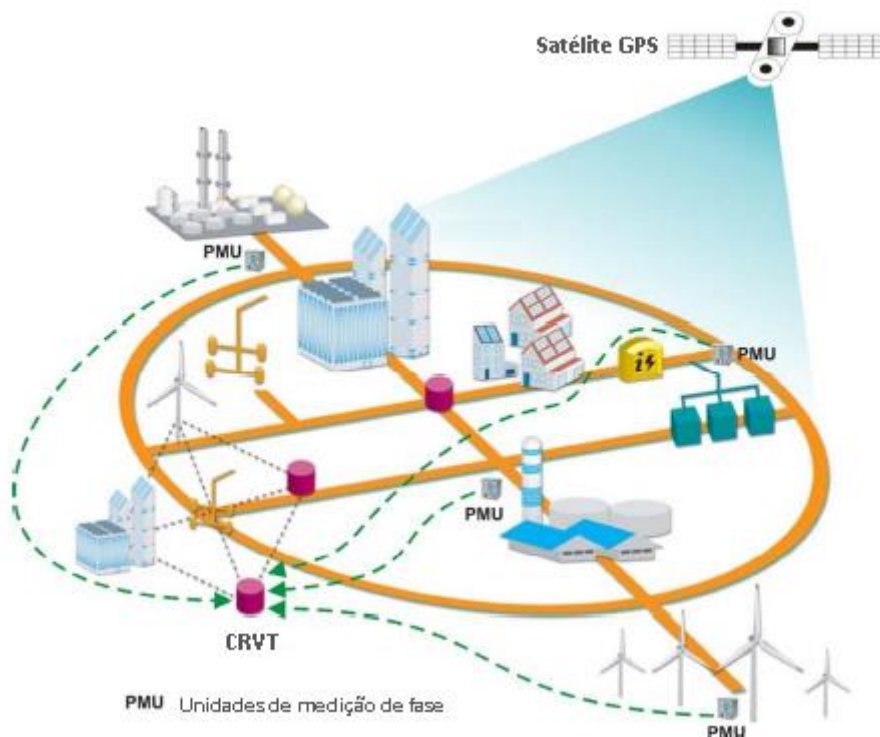
## 3.2 TIPOS DE CENTRAL RENOVÁVEIS VIRTUAIS

### 3.2.1 CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL TÉCNICA

Uma Central Renovável Virtual Técnica (CRVT) agrega e controla as características de resposta de um sistema da qual fazem parte FER que pertencem à mesma localização geográfica, partilhando uma mesma rede elétrica local. A CRVT pode considerar, em cada instante, o estado da rede elétrica local e também o custo e características de operação das centrais que constituem o seu portefólio [15], com o objetivo de caracterizar a capacidade do agregado centrais/rede e definir os parâmetros de funcionamento do sistema (Figura 3.10). Para tal, são desenvolvidas e aplicadas ferramentas de Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC), nomeadamente de previsão de produção e consumo para os atores da rede local e de mecanismos de monitorização e controlo remoto da rede elétrica (Figura 3.11).



**Figura 3.10.** Inputs e Outputs da atividade de uma CRVT (adaptado de: [48])



**Figura 3.11.** Conceito de CRVT aplicado num contexto de *redes inteligentes* [45].

A estruturação e agregação dos recursos renováveis através de uma CRVT permite, deste modo, conferir dimensão e visibilidade às centrais FER por parte dos operadores dos sistemas de transporte (ORT) e distribuição (ORD), permitindo que estas centrais possam ser operadas segundo uma perspetiva de autossuficiência, i.e. as cargas locais deverão ser supridas por geração também ela local.

Esta estratégia de operação e controlo poderá conduzir a inúmeras mais-valias do ponto de vista técnico que derivam, essencialmente, da diminuição do fluxo de energia nas redes de transporte e distribuição (uma vez que a geração se encontra geograficamente próxima do local de consumo). Esta diminuição do uso das redes conduz, por um lado, à minoração das perdas de

energia [58] - principalmente nas redes de distribuição – o que, por sua vez, resulta no aumento da eficiência global do processo de gestão do sistema e, por outro lado, a uma diminuição/eliminação de problemas de congestionamento de energia nas redes que possam ocorrer mediante condições específicas de geração e consumo [59].

A agregação de centrais FER descentralizadas numa CRVT permite, igualmente, utilizar as características e regimes de operação das diversas centrais individuais, por forma a melhorar a operação do sistema e contribuir para o fornecimento de serviços, no sentido de auxiliar a gestão do próprio sistema [13], [60], como o fornecimento de reservas de energia, e no sentido de fornecer ao próprio consumidor controlo sobre os serviços de energia que requisitam e, sobretudo, quando os requisitam [61]. Em suma, o conceito de CRVT possibilita aumentar a capacidade de FER instaladas nos sistemas elétricos, uma vez que a abordagem adotada deixa de ser unicamente do ponto de vista da “interligação” destas centrais à rede elétrica (como tem sido até então) e passa a ser efetuada segundo uma perspetiva de “integração” destas unidades na operação holística do sistema elétrico. Este novo conceito permite, em última instância, diminuir os custos de investimento (que resulta, por exemplo, de um adiamento da reestruturação e reforço da própria rede elétrica) e de operação de todo o sistema elétrico, reforçando a sua integridade e aumentando segurança de operação e robustez do mesmo.

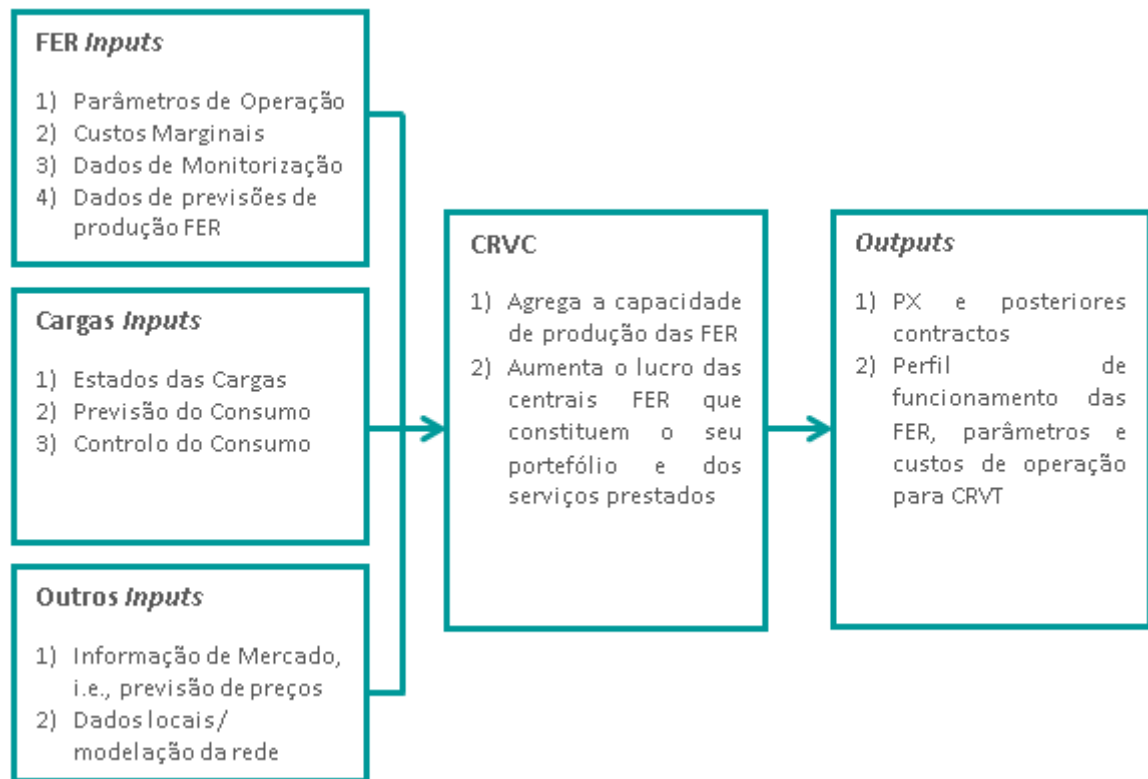
### **3.2.2 CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL COMERCIAL**

Como referido na secção 2.4, grande parte da tecnologia FER que se encontra interligada atualmente à rede elétrica beneficia de políticas públicas de incentivo, através da remuneração bonificada da energia produzida por este tipo de tecnologia que assegura sempre um retorno garantido aos investidores em centrais renováveis durante, pelo menos, o período de retorno de investimento. Este tipo de apoio protegeu o sector das energias renováveis contra as variações de preços (que, em circunstâncias normais, refletem o estado da procura e da oferta), conduzindo a um enviesamento dos mercados da energia. Verifica-se, assim, que a energia proveniente de fontes renováveis é produzida, e entregue à rede elétrica para suprimento do consumo, independentemente do valor (em montantes e preços) da procura efetiva de energia elétrica.

Com o amadurecimento das tecnologias das FER e contínuo crescimento da sua quota de mercado, é perceção de vários especialistas que o sector terá que se adaptar aos sinais de mercado, isto é, adaptar-se às tendências de procura e oferta de eletricidade, como fazem as centrais convencionais e despacháveis. Torna-se, então, imperativo o desenvolvimento de ferramentas capazes de tornar estas centrais – que devido ao seu carácter dificilmente previsível e essencialmente não-controlável, estão atualmente impedidas de participar em mercados de eletricidade – capazes de participarem nesse ambiente, juntamente com as restantes centrais [17].

Uma Central Renovável Virtual Comercial (CRVC) poderá dotar estas FER de capacidade de controlo de produção que lhes confere a flexibilidade de operação e a redução do risco necessárias para a sua participação em mercado, aumentando simultaneamente os benefícios inerentes à diversidade e complementaridade de recursos FER e as respetivas capacidades instaladas. Este novo conceito permite, então, às FER beneficiarem da economia de escala na participação em mercado e do conhecimento deste para aumentarem os seus lucros [60], [62].

Inúmeros parâmetros devem ser fornecidos por parte das FER descentralizadas, por forma a serem agregados e criarem um perfil único de funcionamento que represente a capacidade de todas as centrais que constituem o portefólio da CRVC. Na Figura 3.12 encontra-se representada a esquematização da informação de *input* e *output* necessária ao funcionamento de uma CRVC.



**Figura 3.12.** *Inputs e Outputs da atividade de uma CRVC (adaptado de: [48])*

Deste modo, e ao contrário das CRVT, uma CRVC possui o principal objetivo de otimizar a participação das diversas centrais FER em ambiente de mercado, conferindo um menor risco associado às ofertas feitas por estas centrais. Os princípios de operação de uma CRVC não traduzem, necessariamente, uma otimização do uso das redes de energia (exemplo de um dos princípios de operação das CRVT) e alguns autores consideram, inclusive, que os agentes de CRVCs estão mais sujeitos a súbitas variações do preço da energia em mercado [12].

## 4 MODELO DA CENTRAL RENOVÁVEL VIRTUAL

### 4.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

A CRV considerada no presente caso é constituída por uma central eólica, uma central fotovoltaica e duas centrais hídricas: uma a fio de água equipada com um pequeno reservatório com capacidade de armazenamento suficiente que assegura a produção à potência nominal por um período de cinco horas (açude de regularização) e uma grande central hídrica com albufeira, dotada de grupos de bombagem e turbinagem.

Tendo por base os modelos físicos de produção renovável em função do recurso ([63],[64],[65]), no modelo desenvolvido no âmbito desta dissertação, a potência produzida pelas centrais que constituem o portefólio da CRV foi representada por regressões numéricas. Estas são lineares no caso das centrais hídricas e fotovoltaica e não-lineares no caso da central eólica, e permitem em qualquer dos casos representar de forma adequada, a potência em função do recurso disponível ao longo do tempo. Utilizaram-se, sempre que possível, dados históricos reais de recurso (vento, irradiância e caudal). Como referido no capítulo 2.3, a produção renovável pode nem sempre ser capaz de satisfazer o consumo, devido à variabilidade inerente a ambos ou, por outro lado, excedê-lo durante alguns períodos. Desta forma, o modelo implementado para a CRV prevê, também, uma interação com a restante rede elétrica, permitindo a compra e venda de energia em mercado, sendo as trocas de energia com o exterior restringidas à capacidade de transmissão da rede de interligação. Na secção 4.2 encontram-se sistematizados os métodos numéricos utilizados para caracterizar a potência produzida pelas centrais renováveis, a caracterização do consumo local, do preço da energia em mercado e do custo marginal de produção por tecnologia.

O sistema conceptual de gestão da produção adotado para a CRV é do tipo centralizado (Figura 3.3). Assim, definiu-se um modelo de funcionamento da central, no qual o sistema de gestão da potência a produzir pela CRV assume a produção de energia eólica e fotovoltaica como não-controláveis e os sistemas de produção e armazenamento hídricos - quer de fio-de-água, quer a grande hídrica com armazenamento e bombagem - como controláveis. Na secção 4.3 será apresentado o modelo matemático que define o sistema de gestão de produção da CRV em estudo.

O objetivo primordial deste sistema de gestão consiste em maximizar o lucro da CRV através da definição de um perfil de funcionamento que melhor se adapte às condições do mercado de energia e de disponibilidade de recurso, mantendo o princípio pré-estabelecido para o desempenho técnico da mesma, i.e., no presente caso foi assumido que a CRV satisfaz prioritariamente, e em cada instante, a necessidade de consumo local da região em estudo.

O horizonte de aplicação do modelo pode ser variável, i.e., o perfil de produção da CRV pode ser otimizado para diferentes horizontes temporais, de 1 hora a um ano. Desta forma, o modelo pode ser introduzido num esquema de mercado diário, otimizando o perfil de funcionamento em função de dados de previsão: i) do recurso renovável; ii) do consumo na região; e iii) dos preços de mercado. Em alternativa, pode simular-se também a participação num esquema de mercado intra-diário, ajustando a oferta efetuada em função de previsões atualizadas de recurso e produção, do preço da energia e de consumo local.

## 4.2 MODELAÇÃO DOS COMPONENTES DA CRV

### 4.2.1 MODELAÇÃO DAS CENTRAIS RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para a modelação das centrais eólica, fotovoltaica e hídricas (fio de água e grande hídrica), utilizaram-se funções equivalentes que permitem determinar, dada a disponibilidade de recurso (vento, irradiância e caudal), a potência produzida por cada central. Nas secções que se seguem serão descritos os modelos físicos utilizados.

#### 4.2.1.1 MODELO DA GERAÇÃO EÓLICA

A potência produzida por uma turbina eólica pode ser estimada com recurso à relação (4.1). Esta descreve a relação algébrica entre a velocidade do vento e a potência mecânica extraída [63].

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A_R c_p V_w^3 \quad (4.1)$$

Onde:

- $P_w$  representa a potência mecânica extraída do vento [W];
- $\rho$  representa a densidade do ar [ $\text{kg/m}^3$ ];
- $A_R$  representa a área do rotor [ $\text{m}^2$ ];
- $c_p$  representa o coeficiente de potência da turbina;
- $V_w$  representa a velocidade do vento na altura do centro do rotor [m/s];

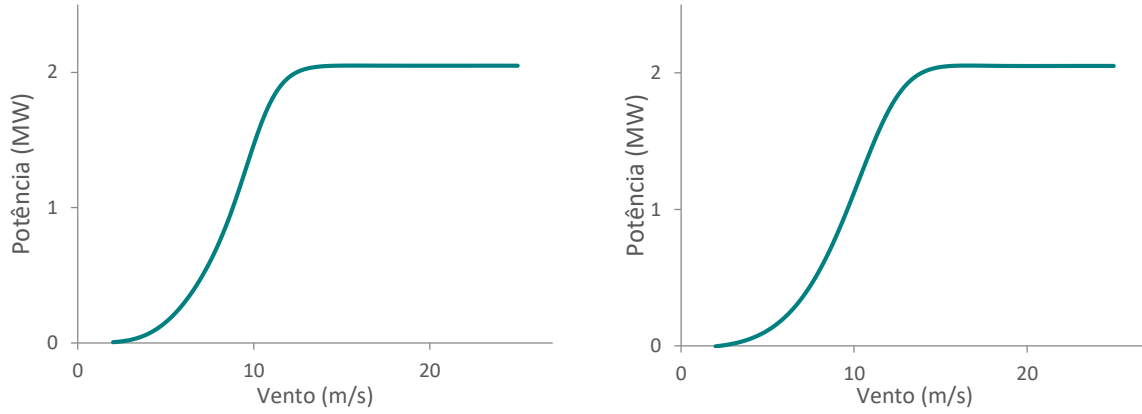
No entanto, e tendo por objetivo a simplificação do modelo a utilizar, optou-se por simular o comportamento da potência eléctrica produzida pela turbina eólica, tendo por base apenas a sua curva de potência. A curva de potência permite determinar, para cada valor de velocidade do vento, a potência produzida por um aerogerador eólico.

As curvas de potência utilizadas correspondem a curvas de potência de aerogeradores de dois modelos distintos, que pertencem a um parque eólico que designaremos por PE1. Este parque eólico é composto por cinquenta aerogeradores de modelo atual produzidos por um fabricante europeu, sendo que, destes, quarenta e cinco são de um modelo de turbina de classe II e as restantes de outro modelo idêntico e com a mesma potência nominal, mas de classe I. Cada aerogerador possui uma potência nominal de 2 MW pelo que se conclui que o PE1 possui uma potência total instalada de 116.85 MW. Assim, tendo por base a curva de potência determinada experimentalmente para cada modelo de turbina, foi possível encontrar, com recurso ao programa *T-Curve* (TableCurve 2D Windows v4.01), a regressão que melhor se ajusta aos dados da curva. Para cada modelo, encontrou-se as seguintes regressões:

$$\text{CII: } P_{WT}(t) = \frac{a_{II} + c_{II}V(t)^2 + e_{II}V(t)^4 + g_{II}V(t)^6 + i_{II}V(t)^8}{1 + b_{II}V(t)^2 + d_{II}V(t)^4 + f_{II}V(t)^6 + h_{II}V(t)^8}, \quad \forall t \quad \text{com } R^2 = 0,999 \quad (4.2)$$

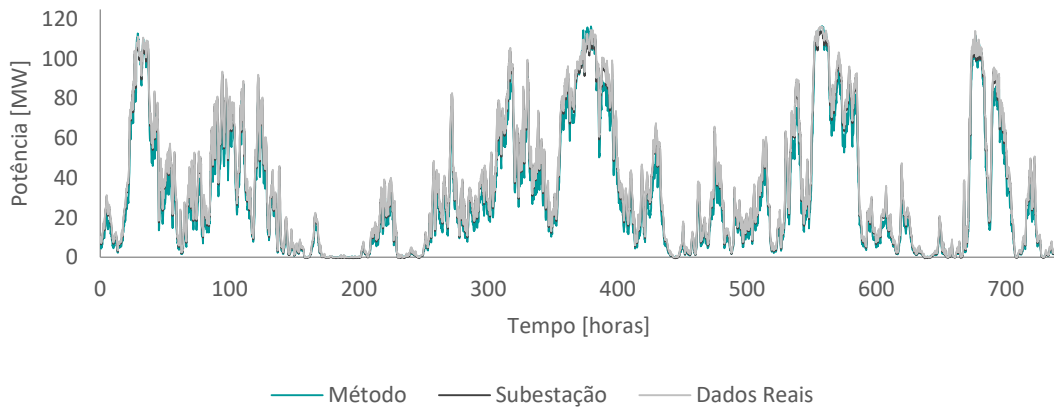
$$\text{CI: } P_{WT}(t) = \frac{a_I + c_IV(t)^2 + e_IV(t)^4 + g_IV(t)^6 + i_IV(t)^8}{1 + b_IV(t)^2 + d_IV(t)^4 + f_IV(t)^6 + h_IV(t)^8}, \quad \forall t \quad \text{com } R^2 = 0,999 \quad (4.3)$$

Onde  $P_{WT}$  representa a potência produzida pela turbina (em kW) e  $V(t)$  os valores da velocidade do vento (em m/s). Na Figura 4.1 pode verificar-se a representação gráfica das curvas utilizadas para determinar a potência eólica em função do valor da velocidade do vento.



**Figura 4.1.** Curvas de potência equivalentes dos modelos de turbinas pertencentes ao PE1: modelo CII (esquerda) e modelo CI (direita).

Por forma a verificar a aplicabilidade deste método no contexto desta dissertação, procedeu-se à validação deste, através da comparação entre os valores de potência obtidos com recurso ao método da curva de potência e os valores das séries temporais de potência medida experimentalmente à saída de cada aerogerador do PE1 e também da subestação que interliga este parque à restante rede elétrica. Na Figura 4.2 é possível verificar a potência do parque eólico (isto é,  $\sum P_i$ , em que  $i$  representa cada turbina do parque) determinada através da aplicação do modelo, o somatório da potência produzida por cada turbina do parque e a potência medida na subestação.



**Figura 4.2.** Representação gráfica dos valores de potência determinados através da aplicação da metodologia da curva de potência (linha a azul), os valores de potência reais produzidos pelas turbinas parque (linha cinza claro) os valores de potência medidos na subestação do parque (linha cinza escuro). Os resultados estão apresentados em valores MW e a escala de tempo é representativa de um mês (dados 10 em 10 minutos).

O desvio entre a produção real do parque e a sua representação pelas regressões numéricas apresentadas nas equações 4.2 e 4.3 pode ser quantificado através do cálculo do enviesamento (ou *Viés*), que representa a diferença entre o valor estimado (neste caso, o valor determinado através do método da curva de potência) e o valor real medido, é um medidor estatístico dos erros sistemáticos que resultam da aplicação do modelo. Outro indicador de erro muito utilizado é erro quadrático médio (RMSE), por sua vez, representa a diferença quadrática entre o valor estimado e o valor real. Matematicamente, estes medidores estatísticos normalizados podem ser determinados recorrendo às relações:

$$Bias_{norm} [\%] = \frac{\sum(P_{real} - P_{estimado})}{N} \times \frac{100}{P_{parque}} \quad (4.4)$$

$$RMSE_{norm} [\%] = \sqrt{\frac{\sum (P_{real} - P_{estimado})^2}{N}} \times \frac{100}{P_{parque}} \quad (4.5)$$

Onde:

- $P_{real}$  representa o somatório dos valores de potência registados para cada turbina eólica (MW),
- $P_{estimado}$  representa o somatório da potência produzida por cada turbinada, através da aplicação do método (MW) e,
- $P_{parque}$  representa a potência nominal do parque eólico considerado.

A aplicação das relações (4.4) e (4.5) permitiu determinar que o viés e RMSE normalizados do modelo são 4.68% e 5.87%, respetivamente.

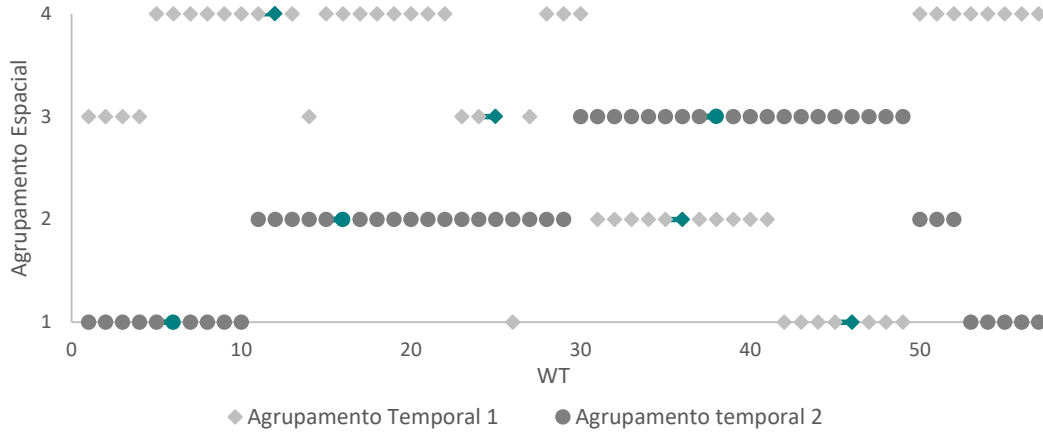
Uma análise visual mais cuidada à Figura 4.2 permite observar que os valores de potência se encontram ligeiramente subestimados (a série a azul encontra-se sempre abaixo das restantes) para níveis de produção médios-baixos. Uma vez que esta metodologia não tem em consideração as perdas de energia que ocorrem entre cada turbina e a subestação, seria de esperar que a série que representa os valores de potência obtidos através da aplicação do método da curva de potência (azul) se equiparasse mais à série que representa os valores reais de potência medidos para cada turbina do PE1 (cinza claro), enquanto a série que representa os valores medidos na subestação (cinza escura) permanecesse mais abaixo (devido à existência de perdas de energia nas linhas do parque eólico). Esta tendência é observada apenas quando nos níveis de produção se encontram próximos do valor nominal do parque, como se pode observar nos picos representados na Figura 4.2. Assim, é possível concluir que a aplicação desta metodologia se revela suficientemente precisa para valores de produção próximos de valor nominal, no entanto, esta precisão baixa quando a produção se encontra abaixo do valor nominal. A abordagem é, contudo, inteiramente adequada aos objetivos da presente dissertação.

Os dados de vento utilizados como série de entrada para o modelo da produção da central eólica são dados históricos registados para cada turbina eólica que constitui o PE1. A estes dados foi aplicado um método de agregação, desenvolvido no Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), no âmbito do programa europeu IRPWind [66], que resultou da combinação de alguns métodos de agregação como o algoritmo de agrupamento K-medoids, mapas auto-organizados de Kohonen e análise de componentes principais [67], [68]. A aplicação destes métodos permite identificar o modelo agregado do parque eólico, i.e., um conjunto de agrupamentos de turbinas sendo cada um deles representado por uma turbina representativa desse grupo.

Uma vez que o modelo agregado do parque eólico pode ser variável ao longo do ano e é dependente de alguns parâmetros, e.g., a velocidade do vento que varia de acordo com determinadas condições atmosféricas, torna-se importante compreender de que forma é que este pode variar no plano espaço-temporal. Neste sentido, os diferentes métodos de agregação foram aplicados com o intuito de: 1) dividir as turbinas com características semelhantes na base temporal, i.e., identificação da variabilidade temporal e definição de agrupamentos temporais; e 2) para cada agrupamento temporal definido anteriormente, dividir as turbinas eólicas que possuem um comportamento idêntico, i.e., identificação da variabilidade espacial e formação de agrupamentos espaciais. Esta análise [69] permite, assim, encontrar e agregar as turbinas eólicas de acordo com a sua similaridade, para que estas possuam um comportamento idêntico ao das demais que compõem o grupo e que, ao mesmo tempo, difira dos restantes grupos.



Assim, para o PE1, identificou-se nove agrupamentos temporais que posteriormente foram divididos em três agrupamentos espaciais (para os agrupamentos temporais 2 e 5) e em quatro agrupamentos espaciais para os restantes. A título de exemplo, na Figura 4.3 é possível verificar a representação dos agrupamentos espaciais de dois agrupamentos temporais distintos.



**Figura 4.3.** Representação dos agrupamentos espaciais para os agrupamentos temporais 1 e 2. A verde encontra-se representada a turbina representativa de cada agrupamento [69].

A aplicação destas metodologias permite reduzir o tempo de cálculo dos dados, permitindo que modelos matemáticos desenvolvidos para simulação de produção de parques eólicos de grande dimensão sejam mais facilmente integrados em modelos de gestão do sistema electroprodutor [70]. No Anexo II – Séries Temporais pode ser verificado a representação da série anual da velocidade do vento (valores médios em todo o parque).

A potência produzida pelo parque eólico foi, então, determinada recorrendo à relação (4.6).

$$P_{Eólica}(t) = \sum_{i=1}^n P_{WT_i}(t) \times N_{WT_i}, \quad \forall t \quad (4.6)$$

Onde:

- $i$  representa o número ótimo de agrupamentos,
- $P_{WT_i}(t)$  representa a potência eólica observada na turbina representativa de cada agrupamento e,
- $N_{WT}$  representa o número de turbinas de cada agrupamento.

Na Figura 4.4 encontra-se a representação esquemática do modelo da central eólica.

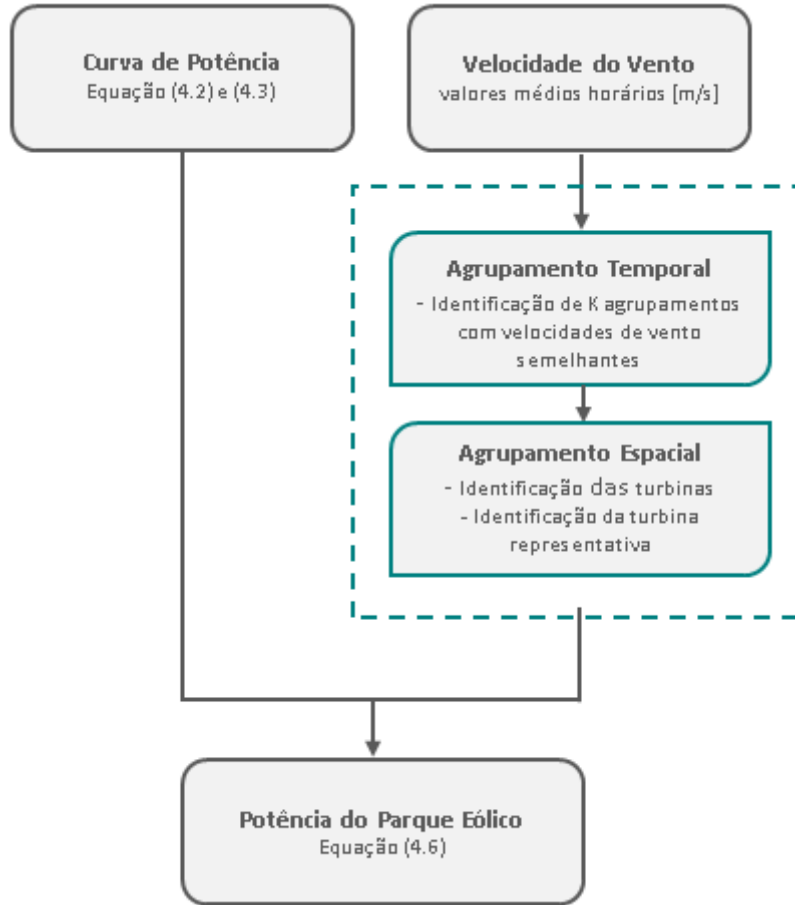


Figura 4.4. Representação esquemática do modelo utilizado.

#### 4.2.1.2 MODELO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Modelou-se a central fotovoltaica recorrendo ao método do Ponto de Potência Máxima Aproximado (PPMA) [64]. Este método considera os efeitos que a irradiância e a temperatura ambiente têm na produção de energia elétrica por parte dos painéis fotovoltaicos. O conjunto de equações que se segue permite estimar a corrente da célula ( $I_M$ ) e a tensão ( $V_M$ ) no ponto de potência máxima através da corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) e da tensão em circuito aberto ( $V_{OC}$ ).

$$I_{SC} = \frac{G_i}{G_i^*} \cdot I_{SC}^* \quad (4.7)$$

$$V_{OC} = V_{OC}^* - \beta \cdot (T_c - 25) \quad (4.8)$$

$$V_M = V_{OC} \left[ 1 - \frac{b}{v_{OC}} \ln(a) - r_s \cdot (1 - a^{-b}) \right] \quad (4.9)$$

$$I_M = I_{SC} \cdot (1 - a^{-b}) \quad (4.10)$$

$$r_s = 1 - \frac{FF^*}{FF_0} \quad (4.11)$$

$$a = v_{OC} + 1 - 2 \cdot v_{OC} \cdot r_s \quad (4.12)$$

$$b = \frac{a}{a + 1} \quad (4.13)$$

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{K \cdot T_c} \quad (4.14)$$

$$FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln(v_{OC} + 0.72)}{v_{OC} + 1} \quad (4.15)$$

$$P_{painel} = V_M \cdot I_M \quad (4.16)$$

Onde:

- $I_{SC}^*$ ,  $V_{OC}^*$  e  $G_i^*$  representam a corrente de curto-circuito, tensão em circuito aberto e irradiância no plano dos painéis das células fotovoltaicas, respetivamente, em condições STC, [A, V, W/m<sup>2</sup>].
- $G_i$  representa a irradiância no plano dos painéis [W/m<sup>2</sup>]
- $T_C$  representa a temperatura da célula [°C]
- $\beta$  representa o coeficiente de temperatura de tensão circuito aberto da célula [°C<sup>-1</sup>]
- $r_s$  representa a resistência em série normalizada da célula
- $FF^*$  representa o fator de forma em condições STC
- $v_{OC}$  representa a tensão de circuito aberto normalizado
- $K$  representa a constante de Boltzman ( $1.38 \times 10^{-23}$  J/K) e,
- $e$  representa a carga do eletrão, igual a  $1.602 \times 10^{-19}$  C.
- $P_{painel}$  representa a potência elétrica produzida por um painel [W]

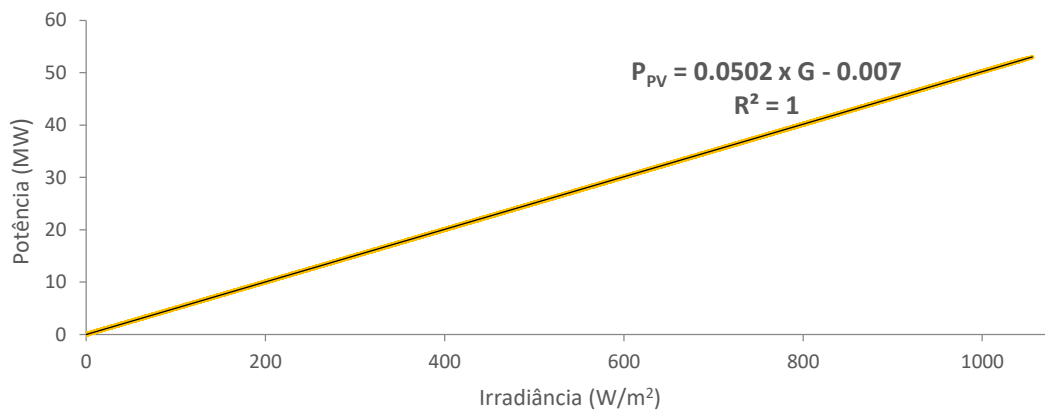
A central fotovoltaica representada possui 50 MW de potência nominal, é composta por  $4.717 \times 10^5$  módulos Isotón m-Si. As características elétricas dos módulos utilizados podem ser consultados em [71]. A temperatura dos módulos ( $T_C$ ) foi determinada em função da temperatura ambiente segundo a relação (4.17) [72].

$$T_c = T_{amb} + G_i \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \quad (4.17)$$

Onde:

- $T_{amb}$  representa a temperatura ambiente;
- $G_i$  representa a irradiância no plano dos painéis e
- $NOCT$  representa a temperatura nominal de funcionamento das células fotovoltaicas, determinada para uma irradiância no plano dos painéis igual a 800 W/m<sup>2</sup> e uma temperatura ambiente de 20°C. Este valor representa uma característica de cada painel e pode ser encontrado na sua folha de especificações técnicas.

A validação deste método encontra-se em [73]. A modelação da central fotovoltaica através deste método resulta numa relação linear entre a potência produzida e a irradiância. Na Figura 4.5 é possível verificar a curva de potência equivalente da central fotovoltaica modelada.



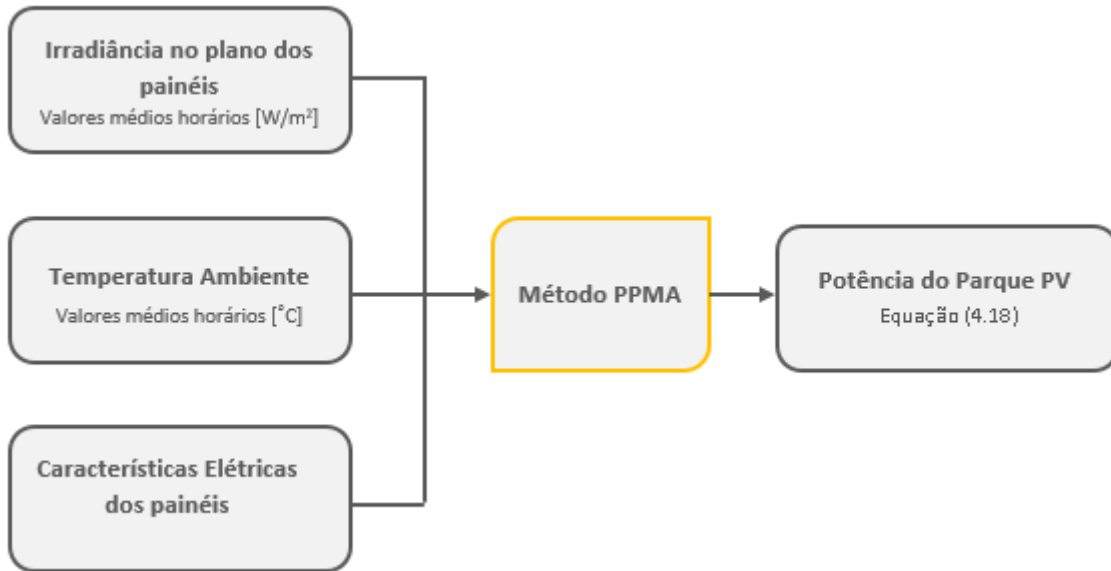
**Figura 4.5.** Curva de potência equivalente da central fotovoltaica modelada.

Assim, potência produzida por esta central foi determinada recorrendo à relação (4.18).

$$P_{PV}(t) = 0.0502 \cdot G_i(t) - 0.007, \quad \forall_t \quad (4.18)$$

Os dados de irradiância e temperatura ambiente utilizados como série de entrada para o modelo da produção da central PV são séries temporais simuladas pelo *software Solterm* para a localidade de Lisboa e uma inclinação dos módulos de 35°, aproximadamente igual à latitude do local por forma a maximizar a produção de energia à escala anual [74]. No Anexo II – Séries Temporais pode ser verificado a representação da série anual representativa da irradiância incidente no plano dos painéis da central fotovoltaica.

Na Figura 4.6 encontra-se a representação esquemática do modelo da central fotovoltaica.



**Figura 4.6.** Representação esquemática do modelo da central fotovoltaica.

#### 4.2.1.3 MODELAÇÃO DA GERAÇÃO HÍDRICA

A potência produzida por uma central hídrica depende essencialmente de dois fatores físicos: a altura bruta de queda ( $H_b$ ), que representa o desnível entre a cota a montante e a cota da turbina, somada da altura da barragem, e o fluxo de água no local onde a central está instalada. Deste modo, matematicamente, a potência produzida por uma central hídrica pode ser definida como [65]:

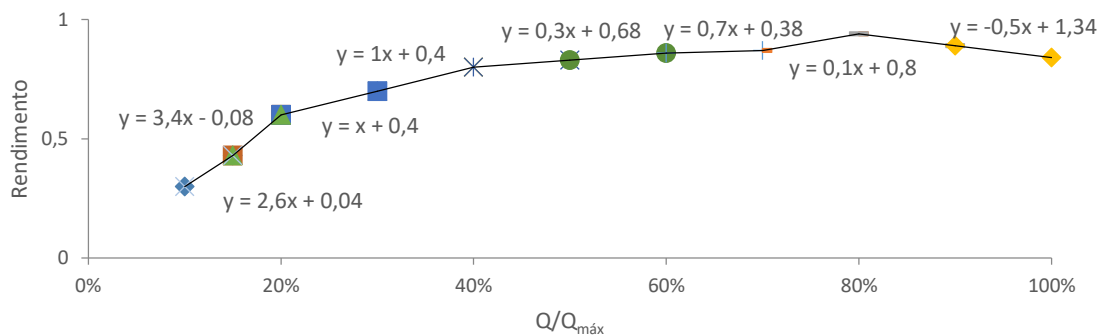
$$P_{Hídrica}(t) = g\rho\eta(t)H_uQ(t), \quad \forall_t \quad (4.19)$$

Onde:

- $Q(t)$  representa o caudal turbinado pela turbina hidráulica;
- $H_u$  representa a altura de queda líquida, uma vez que é  $H_b$  à qual foram retiradas as perdas de carga totais resultantes do transporte do curso de água. Em oposição à altura bruta, que é constante, a altura útil vai variar ao longo do ano, como consequência da variação das perdas de carga.
- $\eta(t)$  representa o rendimento das turbinas hidráulicas. Este rendimento é uma função da relação entre o caudal turbinado e o caudal máximo turbinável, isto é, o caudal para a qual foram dimensionadas as turbinas hidráulicas.
- $g$  e  $\rho$  representam a aceleração gravítica e a densidade da água, respectivamente.

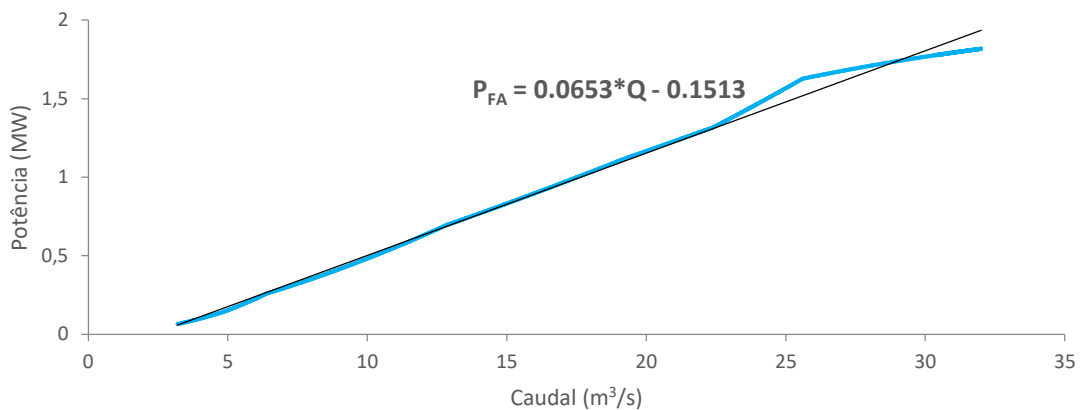
#### 4.2.1.3.1 Geração Hídrica a Fio de Água

Para a modelação da central Hídrica a Fio-de-Água (FA) escolheu-se utilizar algumas características da Pequena Central Hídrica (PCH) da Barroca, situada no distrito de Castelo Branco, instalada no rio Zêzere. Esta equipada com uma turbina do tipo Kaplan, para um caudal máximo de  $32 \text{ m}^3/\text{s}$  e uma  $H_u$  igual a  $7\text{m}$  [75]. Não sendo conhecido o valor de  $H_u$  nem os dados para o cálculo das perdas de carga, considerou-se  $H_u = H_b$ , desprezando-se, deste modo, as perdas de carga existentes na central hídrica FA. O rendimento foi determinado com recurso à curva característica de rendimento das turbinas Kaplan, que fornece o valor do rendimento em função da relação entre o caudal turbinado e o caudal máximo turbinável. Uma vez que esta curva é composta por valores discretos, efetuou-se uma interpolação linear para os vários níveis de funcionamento da turbina, por forma a obter valores intermédios de rendimento (Figura 4.7). Considerou-se, ainda, que o limite técnico mínimo de funcionamento desta central seria quando o caudal turbinado correspondesse a 10% do caudal de projeto.



**Figura 4.7.** Curva de rendimento característica das turbinas Kaplan [76].

A aplicação destas características à equação (4.18) e a sua posterior linearização, permite determinar a curva de potência equivalente desta central hídrica, representada na Figura 4.8.



**Figura 4.8.** Curva de Potência da central FA modelada e respetiva regressão linear.

Considera-se que a contribuição hídrica FA da CRV é constituída por 25 PCH com características idênticas à PCH da Barroca, perfazendo, assim, um total de 50 MW instalados de tecnologia hídrica FA. Na obtenção do modelo da produção hídrica agregada foi assumido que o recurso hídrico apresenta correlação unitária em todas as centrais e a sua produção é síncrona. Assim, a potência produzida pela central hídrica FA é passível de representação aproximada pela relação (4.20), que determina a potência em função do caudal, para cada período  $t$ .

$$P_{FA}(t) = 1.6325 \cdot Q_{turb_{FA}}(t) - 3.7825 \cdot (1 - y_2(t)), \quad \forall_t \quad (4.20)$$

As equações (4.21), (4.22) e (4.23) garantem as limitações técnicas desta central: limitação do caudal máximo ( $Q_{turb_{FA_{max}}}$ ) e mínimo ( $Q_{turb_{FA_{min}}}$ ) turbinável pela central e também a produção em função da disponibilidade de recurso no reservatório. A variável binária  $y_2(t)$  toma o valor 1 quando na reserva não há recurso suficiente para iniciar a turbinagem e o valor 0 quando a disponibilidade de recurso está garantida.

$$Q_{turb}(t) = Q_{turb_{FA_{max}}} \cdot (1 - y_2(t)), \quad \forall_t \quad (4.21)$$

$$Q_{turb}(t) = Q_{turb_{FA_{min}}} \cdot (1 - y_2(t)), \quad \forall_t \quad (4.22)$$

$$Açude_{FA}(t) - 3600 \cdot Q_{turb_{FA_{min}}} \cdot (1 - y_2(t)) \geq 0, \quad \forall_t \quad (4.23)$$

O balanço do recurso existente no açude FA é assegurado pela equação (4.24) para o instante  $t = 1$  e pela equação (4.25) para os instantes  $t > 1$ . A equação (4.26) limita a capacidade do açude ao seu valor máximo, definido por  $V_{máx_{FA}}$ .  $V_{ini_{FA}}$  representa o volume armazenado no reservatório no instante inicial e  $Q_{afl_{FA}}(t)$  representa o caudal afluente do rio onde a central se encontra instalada.

$$Açude_{FA}(t) = V_{ini_{FA}} + 3600[Q_{afl_{FA}}(t) - Q_{turb}(t)], \quad t = 1 \quad (4.24)$$

$$Açude_{FA}(t) = Açude_{FA}(t - 1) + 3600[Q_{afl_{FA}}(t) - Q_{turb}(t) - Q_{waste_{FA}}(t)], \quad t > 1 \quad (4.25)$$

$$Açude_{FA}(t) \leq V_{máx_{FA}}, \quad \forall_t \quad (4.26)$$

A necessidade de criar uma variável  $Q_{waste_{FA}}(t)$  prende-se com o facto de, em algum instante, o balanço entre o caudal afluente que chega ao açude da hídrica FA e o caudal turbinado nesse instante, poder resultar num valor superior à capacidade que resta de armazenamento nesse mesmo instante. As equações (4.27), (4.28) e (4.29) definem a existência ou não de caudal desperdiçado em função do nível de volume armazenado no açude, no instante  $t$ . A variável binária  $y_1(t)$  toma o valor 0 quando existe caudal desperdiçado e o valor 1 no caso contrário.

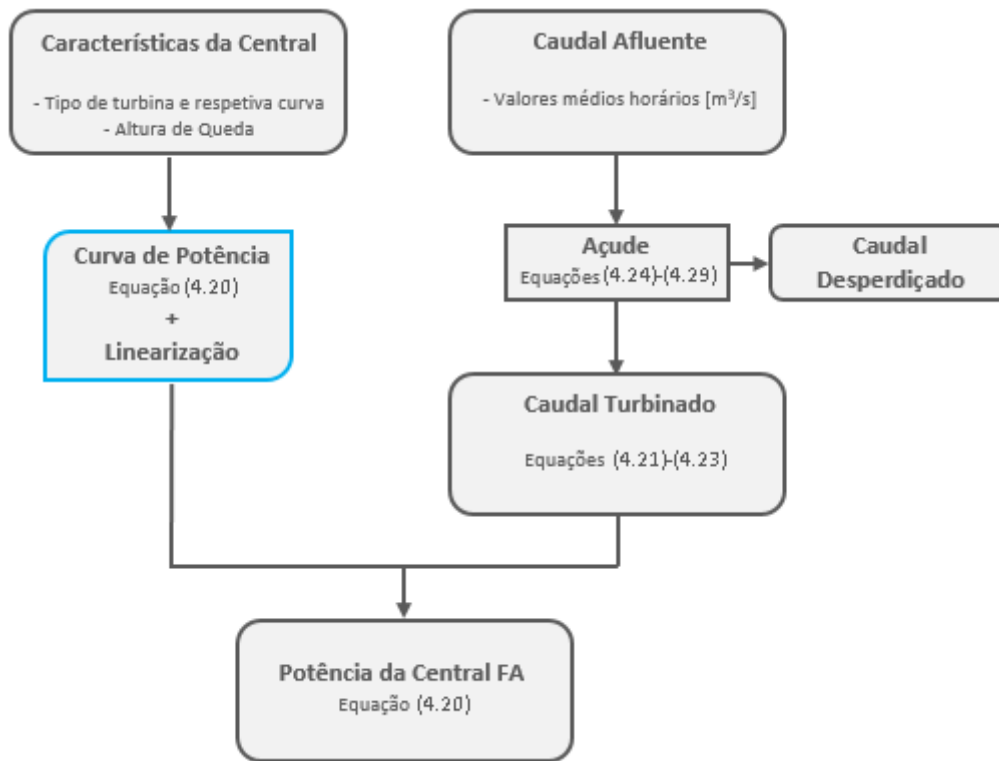
$$Açude_{FA}(t) \geq V_{máx_{FA}} \cdot (1 - y_1(t)), \quad \forall_t \quad (4.27)$$

$$Q_{waste_{FA}}(t) \leq Q_{afl_{FA}}(t) \cdot (1 - y_1(t)), \quad \forall_t \quad (4.28)$$

$$Açude_{FA}(t) + 3600 \cdot Q_{waste_{FA}}(t) \geq V_{máx_{FA}} \cdot (1 - y_1(t)), \quad \forall_t \quad (4.29)$$

A série de caudais utilizada como série de entrada para o modelo da produção da central hídrica FA foi obtida por transposição a partir da Estação Hidrométrica (EH) de Ponte Mucela, inserida no rio Alva e cujo regime fluvial, quando devidamente adimensionalizado, se espera semelhante ao regime fluvial na PCH da Barroca [77]. Uma vez que a menor discretização temporal com que é possível obter expeditamente caudais fluviais é o dia, efetuou-se uma interpolação linear por forma a determinar os caudais médios horários, em  $m^3/s$ . A esta série de caudais afluentes foi, por fim, retirado o valor do caudal ecológico que, para esta central, é igual  $1.6 m^3/s$  [75]. No Anexo II – Séries Temporais pode ser verificado a representação da série anual representativa do caudal afluente à central hídrica FA.

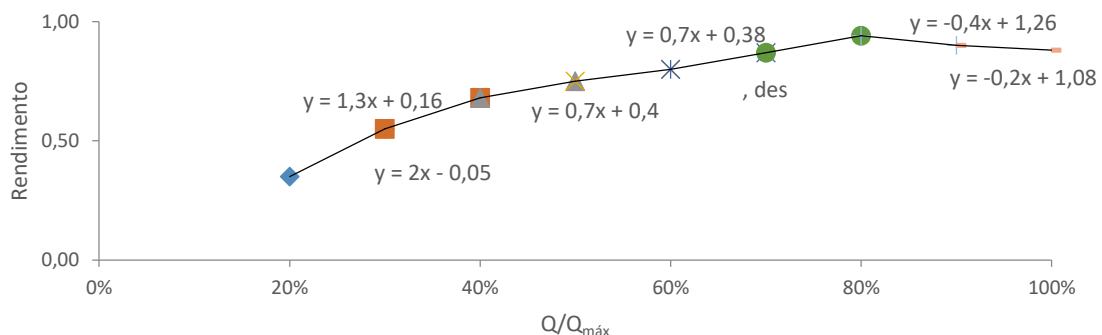
Na Figura 4.8 encontra-se a representação esquemática do modelo da central hídrica FA adotado e a respetiva reserva.



**Figura 4.9.** Representação esquemática do modelo da central hídrica FA e a respetivo açude.

#### 4.2.1.3.2 Geração Hídrica com Armazenamento e Bombagem

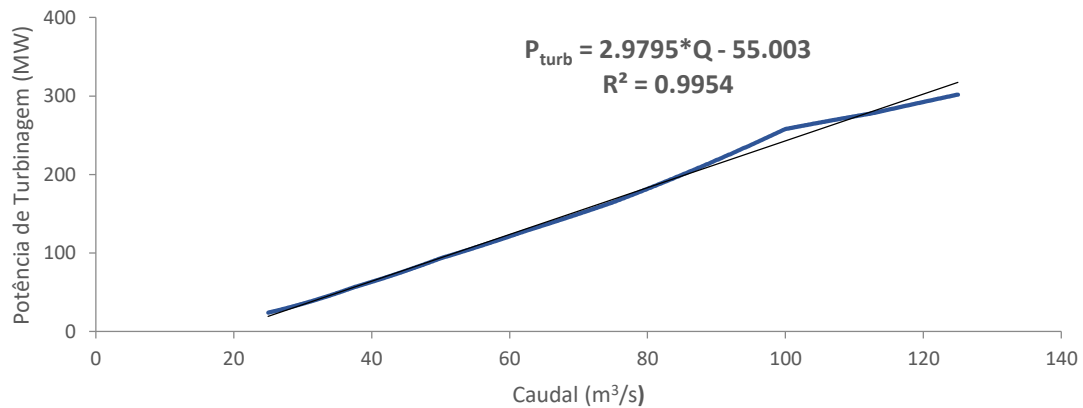
Na modelação da central Grande-Hídrica GH, optou-se por utilizar algumas características da Central do Alto Lindoso, situada no distrito de Viana do Castelo, instalada no rio Lima. Este aproveitamento hidroelétrico é constituído por dois grupos geradores de 317 MW cada, turbinas do tipo Francis, e para um caudal máximo (/de projeto) igual a 125 m³/s. A  $H_b$  de queda é igual a 280m [78]. Não sendo conhecido o valor de  $H_u$  nem os dados para o cálculo das perdas de carga, considerou-se  $H_u = H_b$ , desprezando-se, deste modo, as perdas de carga existentes na central hídrica GH. Tendo em consideração os níveis de potência considerados nas restantes centrais renováveis modeladas, optou-se por representar na CRV a contribuição apenas de um dos grupos geradores da barragem do Lindoso. À semelhança do método utilizado para a modelação da central hídrica FA, também o rendimento das turbinas foi determinado com recurso à interpolação linear dos valores da curva de rendimento característica deste tipo de turbinas (Figura 4.9).



**Figura 4.10.** Curva de rendimento característica das turbinas Francis [76].

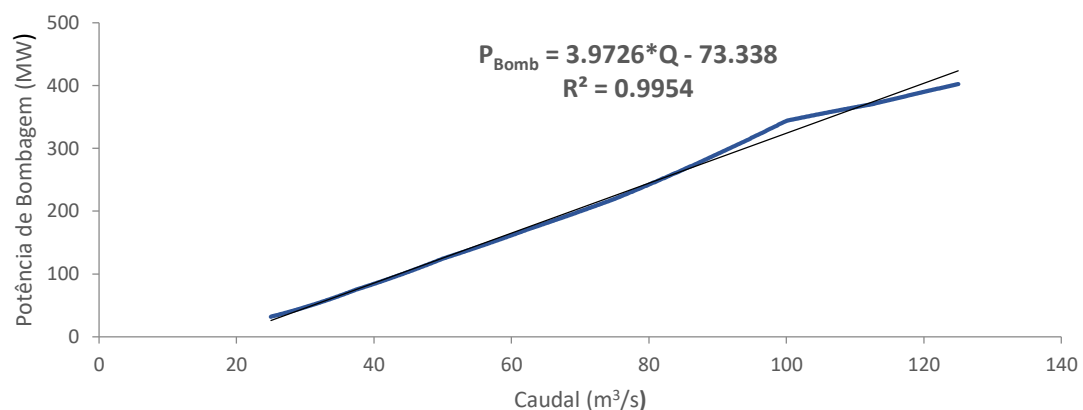
Considerou-se, ainda, que o limite técnico mínimo de funcionamento desta central seria quando o caudal turbinado correspondesse a 20% do caudal equipado, isto é, 25 m<sup>3</sup>/s, o que equivale a uma produção igual a 19.50 MW.

Desta forma, todas estas características permitem determinar a curva de potência equivalente do mecanismo de turbinagem da central GH, representada na Figura 4.11.



**Figura 4.11.** Curva de Potência equivalente de Turbinagem da central GH.

A eficiência de ciclo completo representa o rácio entre a energia que é possível turbinar e a energia previamente bombada. Para sistemas hidrelétricos com armazenamento através de bombagem, a eficiência de ciclo completo é da ordem dos 75%, o que significa que é possível voltar a turbinar 75% da energia que previamente foi bombada [79]. Deste modo, foi possível determinar a curva de potência do mecanismo de bombagem através da curva de potência de turbinagem. Na Figura 4.12 é possível verificar a curva de potência equivalente do mecanismo de bombagem da central GH.



**Figura 4.12.** Curva de Potência equivalente de bombagem da central GH.

Para o sistema de bombagem da GH com armazenamento, consideraram-se os mesmos limites que para a turbinagem, isto é, a bomba só entraria em funcionamento caso o caudal



bombado fosse superior a 15% do caudal de projeto, isto é, 18.75 m<sup>3</sup>/s, o que equivale a um consumo de 1.15 MW<sup>17</sup>.

As relações que traduzem a potência turbinada e bombada pela central hídrica GH com armazenamento no modelo são, respetivamente, as relações (4.30) e (4.31).

$$P_{turb_{GH}}(t) = 2.9795 \cdot Q_{turb_{GH}}(t) - 55.003 \cdot (1 - y_4(t)), \quad \forall_t \quad (4.30)$$

$$P_{bomb_{GH}}(t) = 3.9726 \cdot Q_{bomb_{GH}}(t) - 73.338 \cdot (1 - y_5(t)), \quad \forall_t \quad (4.31)$$

As equações (4.32), (4.33) e (4.34) representam as limitações técnicas impostas ao mecanismo de turbinagem desta central. À semelhança da central hídrica FA, estas equações permitem limitar o caudal turbinado ao seu valor máximo ( $Q_{turb_{GH}^{máx}}$ ) e mínimo ( $Q_{turb_{GH}^{mín}}$ ), em função da disponibilidade de recurso na reserva da central GH. A variável binária  $y_4(t)$  toma o valor 1 quando na reserva não há recurso suficiente para iniciar a turbinagem e o valor 0 quando há disponibilidade de recurso.

$$Q_{turb_{GH}}(t) \leq Q_{turb_{GH}^{máx}} \cdot (1 - y_4(t)), \quad \forall_t \quad (4.32)$$

$$Q_{turb_{GH}}(t) \geq Q_{turb_{GH}^{mín}} \cdot (1 - y_4(t)), \quad \forall_t \quad (4.33)$$

$$Reserva_{GH}(t) - 3600 \cdot Q_{turb_{GH}^{mín}} \cdot (1 - y_4(t)), \quad \forall_t \geq 0 \quad (4.34)$$

No que diz respeito ao mecanismo de bombagem, as suas limitações técnicas encontram-se representadas pelas equações (4.35), (4.36).

$$Q_{bomb_{GH}}(t) \leq Q_{bomb_{GH}^{máx}} \cdot (1 - y_5(t)), \quad \forall_t \quad (4.35)$$

$$Q_{bomb_{GH}}(t) \geq Q_{bomb_{GH}^{mín}} \cdot (1 - y_5(t)), \quad \forall_t \quad (4.36)$$

As equações (4.37) e (4.38) estabelecem o volume de recurso armazenado na albufeira GH para o instante  $t = 1$  e  $t > 1$ , respectivamente.  $V_{ini_{GH}}$  representa o volume armazenado no reservatório no instante inicial e  $Q_{afl_{GH}}(t)$  representa o caudal afluente do rio onde a central se encontra instalada.

$$Albufeira_{GH}(t) = V_{ini_{GH}} + 3600[Q_{afl_{GH}}(t) + Q_{bomb_{GH}}(t) - Q_{turb_{GH}}(t)], t = 1 \quad (4.37)$$

$$Albufeira_{GH}(t) = Albufeira_{GH}(t - 1) + 3600[Q_{afl_{GH}}(t) + Q_{bomb_{GH}}(t) - Q_{turb_{GH}}(t) - Q_{waste_{GH}}(t)], t > 1 \quad (4.38)$$

A equação (4.39) e (4.40) limitam a capacidade de armazenamento ao seu valor máximo, definido por  $V_{máx_{GH}}$  e mínimo, respetivamente.

$$Albufeira_{GH}(t) \leq V_{máx_{GH}}, \quad \forall_t \quad (4.39)$$

$$Albufeira_{GH}(t) \geq V_{mín_{GH}}, \quad \forall_t \quad (4.40)$$

Por fim, as equações (4.41), (4.42) e (4.43) determinam a existência de caudal desperdiçado na central GH em função do volume armazenado na  $Reserva_{GH}$ , no instante  $t$ . A variável binária  $y_3(t)$  toma o valor 1 quando  $Q_{waste_{GH}}$  é nulo e o valor 0 caso contrário.

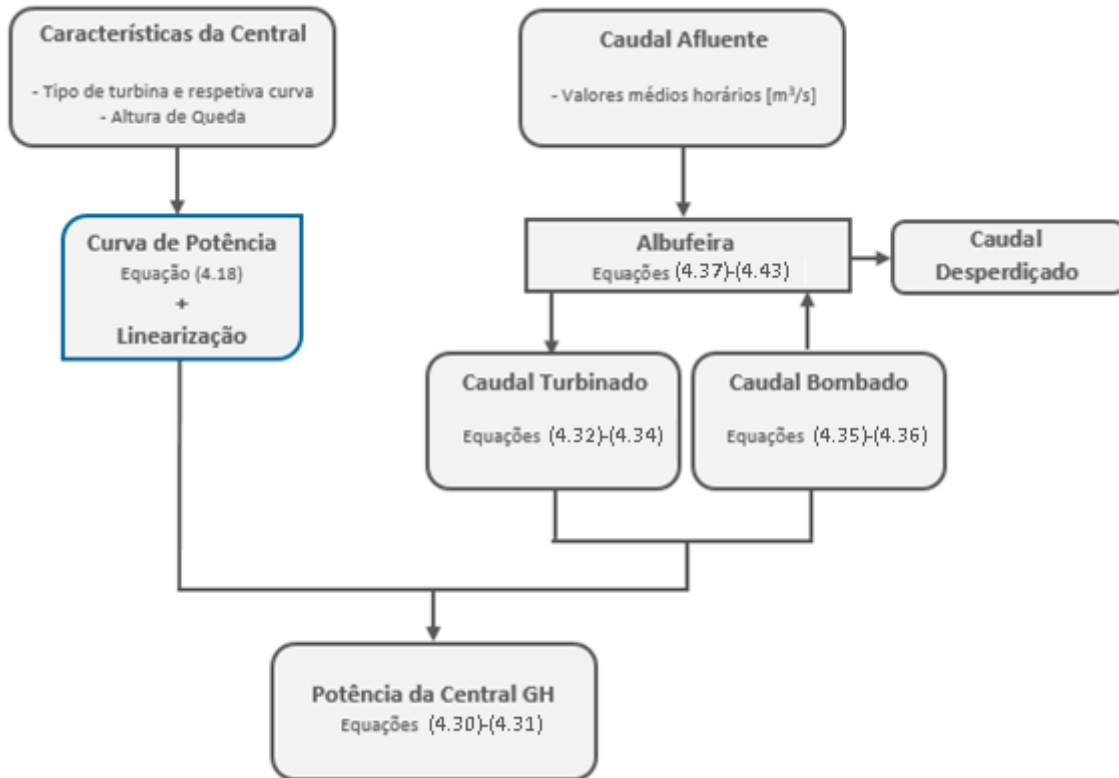
<sup>17</sup> Os limites mínimos impostos à central grande hídrica com albufeira, enquanto elemento contribuinte da CRV, são 20% do caudal equipado (125 m<sup>3</sup>/s) para o sistema de turbinagem e 15% do caudal equipado para o sistema de bombagem.

$$Albufeira_{GH}(t) \geq V_{m\acute{a}x_{GH}} \cdot (1 - y_3(t)), \quad \forall_t \quad (4.41)$$

$$Q_{waste_{GH}}(t) \leq Q_{afl_{GH}}(t) \cdot (1 - y_3(t)), \quad \forall_t \quad (4.42)$$

$$Reserva_{GH}(t) + 3600 \cdot Q_{waste_{GH}}(t) \geq V_{m\acute{a}x_{GH}} \cdot (1 - y_3(t)), \quad \forall_t \quad (4.43)$$

A série de caudais utilizada no modelo da produção da central GH obtida com recurso aos dados do nível de armazenamento da barragem do Alto do Lindoso e respetivos volumes de escoamento, para o ano de 2015, disponíveis em [80]. Através da diferença entre o volume armazenado na barragem e o volume escoado por esta, é possível determinar o volume afluente à albufeira. Uma vez que os dados de volume disponíveis representam os valores médios mensais, fez-se uma interpolação numérica, através de uma função *Cubic-Spline* do *Matlab*, para gerar séries horárias. Este método efetua a interpolação numérica recorrendo a uma função que é contínua entre cada registo, possui a primeira derivada contínua e a segunda derivada nula nos extremos do intervalo definido por dois registos distintos [81]. Comparando o valor médio da série de caudais obtidos através da referida metodologia (56 m<sup>3</sup>/s) com o valor médio de caudal afluente do rio Lima (63.55 m<sup>3</sup>/s) [82], e sabendo, inclusive, que o ano de 2015 foi um dos mais quentes/secos dos últimos anos, considera-se que esta série de caudais poderá representar o regime fluvial do rio Lima no ano 2015. A esta série de caudais foi, então, deduzido o valor do respetivo caudal ecológico [78] por forma a obter a série de caudais que define este parâmetro de entrada do modelo. No Anexo II – Séries Temporais pode ser verificado a representação da série anual representativa do caudal afluente à central GH. Na Figura 4.13 encontra-se a representação esquemática do modelo da central hídrica GH, com os mecanismos de bombagem e turbinagem e a respetiva albufeira.



**Figura 4.13.** Representação esquemática do modelo da central hídrica GH, com os mecanismos de bombagem e turbinagem e o respetivo armazenamento em albufeira.

#### 4.2.2 INTERAÇÃO COM A RESTANTE REDE ELÉTRICA

Tendo em consideração as limitações técnicas da linha que interliga a CRV à restante rede elétrica para a transmissão de energia, a potência comprada ( $P_{Compr}$ ) e a potência vendida ( $P_{Venda}$ ) estão limitadas superiormente pela capacidade máxima de transmissão da rede [equações (4.44) e (4.45)]. No caso em estudo este limite foi definido igual a 260 MW.

$$P_{Venda}(t) \leq P_{máx_{Rede}}, \quad \forall t \quad (4.44)$$

$$P_{Compr}(t) \leq P_{máx_{Rede}}, \quad \forall t \quad (4.45)$$

#### 4.2.3 CONSUMO LOCAL

Considerou-se que as necessidades de consumo local corresponderiam a 1% do consumo total horário nacional e seguia o padrão horário desse consumo. Deste modo, recorreu-se à série história de consumo de energia em Portugal continental, durante o ano de 2015 para representar o consumo local [25]. No Anexo II – Séries Temporais pode ser verificado a representação da série anual representativa do consumo local.

$$Consumo_{Local} = 1\% \cdot Consumo_{Nacional} \quad (4.46)$$

#### 4.2.4 CUSTOS MARGINAIS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Os custos marginais de produção representam o custo acrescido que advém da produção de uma unidade extra de um produto, no caso da energia, de 1 MWh [83]. Atendendo a que a evolução da produção renovável induz uma redução dos respetivos custos marginais de produção, relativamente aos valores reportados atualmente na literatura [84]–[86], os valores usados no presente trabalho (apresentados na Tabela 4.1) são os que se consideram estar mais adequados ao horizonte temporal de implementação do conceito de CRV.

**Tabela 4.1.** Custo marginais de produção das centrais que constituem a CRV considerados no modelo.

	Hídrica FA	Hídrica GH	Eólica	Fotovoltaica
Custo Marginal (€/MWh)	20	25	15	15

#### 4.2.5 PREÇO DA ENERGIA EM MERCADO

A série de preços de energia em mercado utilizada, corresponde ao valor da energia registado no mercado horário MIBEL, durante o período 2015-01-01 até 2015-12-31 [87]. No Anexo II – Séries Temporais é possível verificar a representação gráfica da série de preços de energia em mercado considerada.

### 4.3 SISTEMA DE GESTÃO DA PRODUÇÃO DA CRV

A potência produzida pela CRV, em cada instante, é representada matematicamente pela relação (4.47). Os primeiros dois termos representam a produção das centrais não controláveis que constituem o portefólio da CRV, seguida da produção hídrica FA e GH, respetivamente.

$$P_{Gerada}(t) = P_{Eólica}(t) + P_{PV}(t) + P_{FA}(t) + P_{turb_{GH}}(t), \quad \forall t \quad (4.47)$$

A potência de carga [relação (4.48)] representa a soma entre o valor de consumo local esperado em cada  $t$  e a energia gasta na bombagem, para o mesmo instante  $t$ .

$$P_{Carga}(t) = Load(t) + P_{bomb_{GH}}(t), \quad \forall t \quad (4.48)$$

Como já foi referido, uma das condições conceptuais de funcionamento da CRV apresentada neste modelo é o seu desempenho técnico, isto é, assegurar que a diferença entre a energia consumida e produzida, em cada instante, é sempre nula. Esta condição é matematicamente imposta pela equação (4.49).

$$P_{Carga}(t) + P_{Venda}(t) - P_{Gerada}(t) - P_{Compra}(t) = 0, \quad \forall t \quad (4.49)$$

A equação (4.50) impõe que o mecanismo de bombagem entra em funcionamento quando a diferença entre a produção não controlável e o consumo local é igual ou superior ao valor mínimo de funcionamento do mecanismo de bombagem. Isto é, a variável binária  $y_5(t)$  toma o valor 0 quando a produção não controlável é suficiente para satisfazer o consumo local, sobrando potência igual ou superior a  $P_{bomb_{GH}min}$ . Toma o valor 1 no caso oposto.

$$\left[ P_{Eólica} + P_{PV} - Load(t) - P_{bomb_{GH}min} \right] \cdot (1 - y_5(t)) \geq 0, \quad \forall t \quad (4.50)$$

O Lucro, definido pela equação (4.51), representa o balanço, para cada hora, entre os ganhos e os custos resultantes do funcionamento da CRV.

$$Lucro(t) = Valor(t) - Custo(t), \quad \forall t \quad (4.51)$$

Os custos de funcionamento da CRV foram determinados, para cada hora, recorrendo à equação (4.52). Os custos de produção das centrais não-controláveis (Eólica e Fotovoltaica) estão representados nos dois primeiros termos. Os termos seguintes representam os custos relativos à produção da energia hídrica FA, turbinagem da GH, bombagem da GH (cujo custo se considerou igual ao preço de energia em mercado naquela hora), respetivamente. Considera-se que o custo da energia comprada em mercado tem, também, um valor horário definido pelo mercado.

$$\begin{aligned} Custo(t) = & P_{Eólica}(t) \cdot Custo('Eólica') + P_{PV}(t) \cdot Custo('PV') + P_{FA}(t) \\ & \cdot Custo('Hídrica FA') + P_{turb_{GH}}(t) \cdot Custo('Hídrica GH') \\ & + [P_{bomb_{GH}}(t) + P_{Compra}(t)] \cdot MPreço(t), \quad \forall t \end{aligned} \quad (4.52)$$

Os ganhos, em cada hora, foram determinados recorrendo à equação (4.53). Estes consideram a energia vendida em mercado para a satisfação do consumo local bem como a venda do eventual excedente de energia à restante rede elétrica.

$$Valor(t) = (Load(t) + P_{Venda}(t)) \cdot MPreço(t), \quad \forall t \quad (4.53)$$

O lucro total (função objetivo do problema de otimização) é representado pela equação (5.54), isto é, pelo somatório em todo o horizonte temporal de simulação, do lucro horário estimado em função do perfil de produção.

$$Lucro_T = \sum_{t=1}^H Lucro(t), \quad \forall_t \quad (4.54)$$

Na Figura 4.14 é possível verificar a esquematização do modelo da CRV desenvolvido.

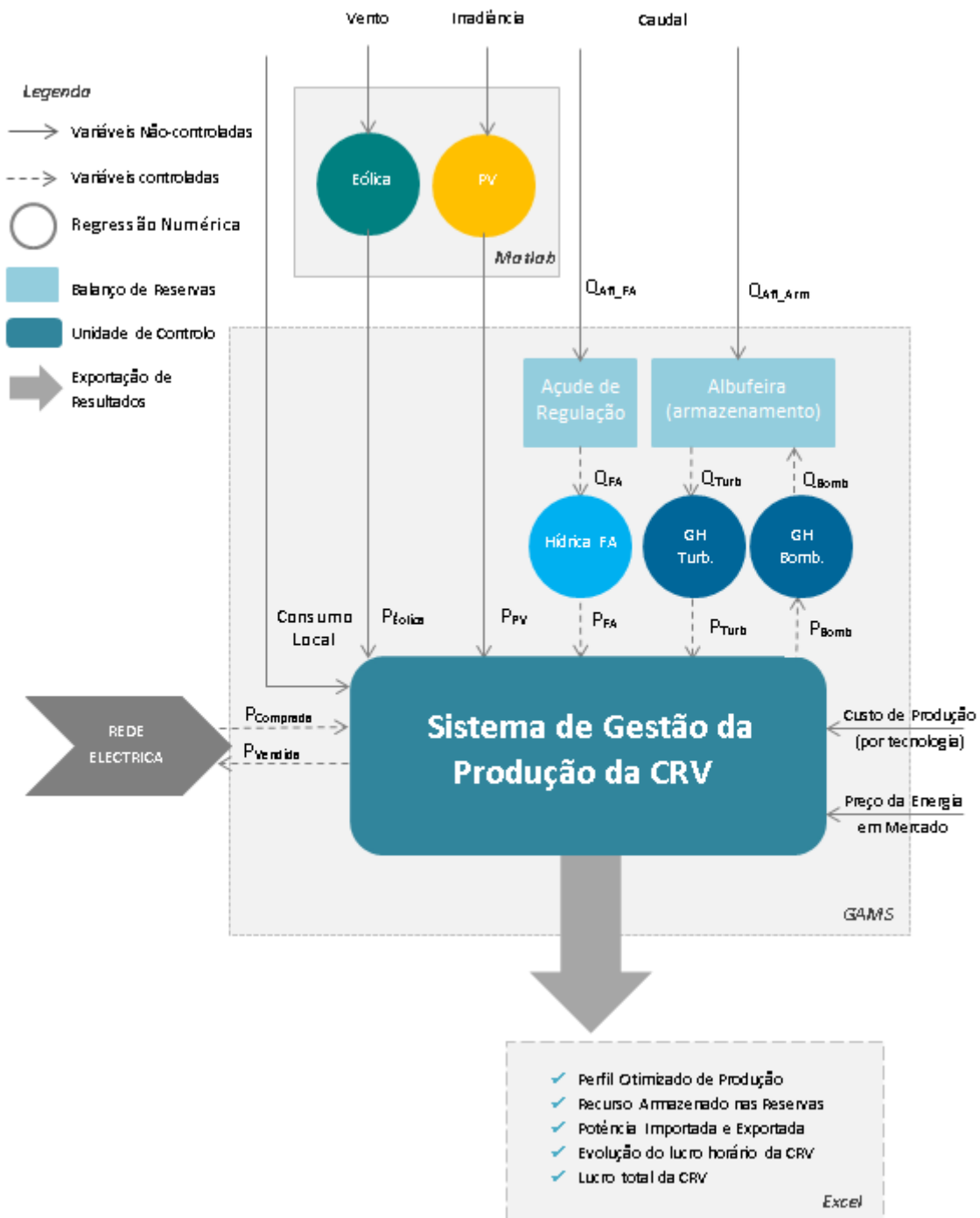


Figura 4.14. Representação esquemática do modelo completo da CRV desenvolvido.

#### 4.4 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Os problemas de otimização resolvem-se com o objetivo de encontrar, de entre as várias soluções possíveis do problema, aquela que melhor satisfaz a condição que queremos resolver. De forma geral, pode dizer-se que um problema de otimização possui a seguinte formulação matemática [88]:

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ g_i(x) &\leq 0 \quad i = 1, \dots, m \\ h_i(x) &= 0 \quad i = 1, \dots, p \\ x &\in \mathcal{D} \subseteq \mathbb{R}^n \end{aligned}$$

Onde:

- $f$  é a função objetivo cujo valor se pretende minimizar/maximizar e que representa a perspetiva que se pretende otimizar;
- O conjunto  $\mathcal{A} = \{x \in \mathcal{D} \subseteq \mathbb{R}^n : g_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, m, h_i(x) = 0, i = 1, \dots, p\}$  representa a região admissível;
- $x^* \in \mathcal{A} : f(x^*) \leq f(x), \forall x \in \mathcal{A}$  é uma solução ótima (ou simplesmente solução) do problema.

Dependendo da função objetivo e da região admissível do problema, este pode ser definido como linear (LP) ou não-linear (NLP). O problema é dito linear quando todas as suas restrições (incluindo a própria função objetivo) são lineares. Na eventualidade de uma das restrições ser do tipo não-linear, todo o problema passa a ser classificado como não-linear [88]. Quando os problemas envolvem variáveis discretas para assignar equipamento, especificar ocorrências de tarefas, etc. à classificação geral do problema é aposta a especificação de inteira mista (MI).

O problema de otimização tratado neste trabalho consiste, assim, na função objetivo representada pela equação (4.54), restrita pelas equações (4.20) - (4.53), o que origina um problema do tipo MILP (*Mixed Integer Linear Program*) usualmente designado por Programas Lineares Inteiro Mistos. Os modelos lineares, ou mais geralmente os modelos definidos num espaço convexo<sup>18</sup>, oferecem a garantia de encontrar o ótimo global, ao contrário dos modelos não-lineares, cujos algoritmos de resolução usados apresentam soluções que constituem simplesmente um ótimo local, dado que a solução encontrada depende fortemente da inicialização, i.e. do ponto de partida definido pelo conjunto de valores atribuídos às variáveis para inicializar a busca da solução ótima do problema.

O modelo foi escrito em linguagem *GAMS* (*Generalized Algebraic Modelling System*) e recorre a um dos *solvers* comerciais mais adequados, o CPLEX. Este é capaz de determinar o perfil de produção que a CRV deve utilizar para que, suprimindo sempre as necessidades de consumo local [equação (4.46)], o seu lucro seja maximizado. Uma vez encontrada a solução ótima do problema, todos os resultados são exportados para um ficheiro *Excel*, para que se possa analisar com detalhe os resultados obtidos.

---

<sup>18</sup> Espaços para os quais todos os pontos do segmento de reta, que une quaisquer duas soluções exequíveis (feasible solutions), são exequíveis. Isto é, dados dois pontos exequíveis,  $\forall x_1, x_2 \in \mathcal{A}$ , qualquer ponto  $x$  definido por  $x = \alpha \cdot x_1 + (1 - \alpha) \cdot x_2$ , com  $\alpha \in [0, 1]$ , é uma solução exequível  $x \in \mathcal{A}$ .

## 5 CENÁRIOS DE ESTUDO E RESULTADOS

Os parâmetros de entrada do modelo correspondem a séries anuais de registos horários quer para os diversos recursos renováveis (vento, irradiância, caudal), quer para o consumo e para o valor da energia elétrica no mercado de energia. Como referido no capítulo 4, estas séries foram obtidas considerando diferentes metodologias, sendo que:

- A série temporal de velocidade de vento utilizada como parâmetro de entrada para o modelo da central eólica corresponde a uma série anual de valores horários representativa de um ano típico de recurso eólico.
- A série temporal de irradiância foi obtida com recurso ao software *Solterm* e é, igualmente, representativa de um ano típico do recurso solar.
- A série temporal de caudal utilizada como parâmetro de entrada do modelo da central hídrica a fio-de-água foi obtida por transposição a partir da EH de Ponte Mucela, inserida no rio Alva e cujo regime fluvial, quando devidamente adimensionalizado, se espera semelhante ao regime fluvial da central hídrica a fio-de-água modelada. O período considerado para a obtenção dos dados foi de 25 anos (1960/61 a 1984/85), e utilizou-se no modelo a série anual correspondente ao ano de 1967, que representa o ano com valores mais próximos da média de todos os anos [77].
- A série temporal de caudal utilizada como parâmetro de entrada do modelo da central grande hídrica com albufeira foi obtida com recurso aos dados do nível de armazenamento da barragem do Alto do Lindoso e respetivos volumes de escoamento, para o ano de 2015, e posterior interpolação [80].
- O consumo da região é suposto corresponder a 1% do consumo total nacional e foi caracterizando a partir da série anual de consumo registada em Portugal, para o ano de 2015 [25].
- A série temporal de valor de energia em mercado corresponde à série histórica registada no mercado MIBEL para o ano de 2015 [87].

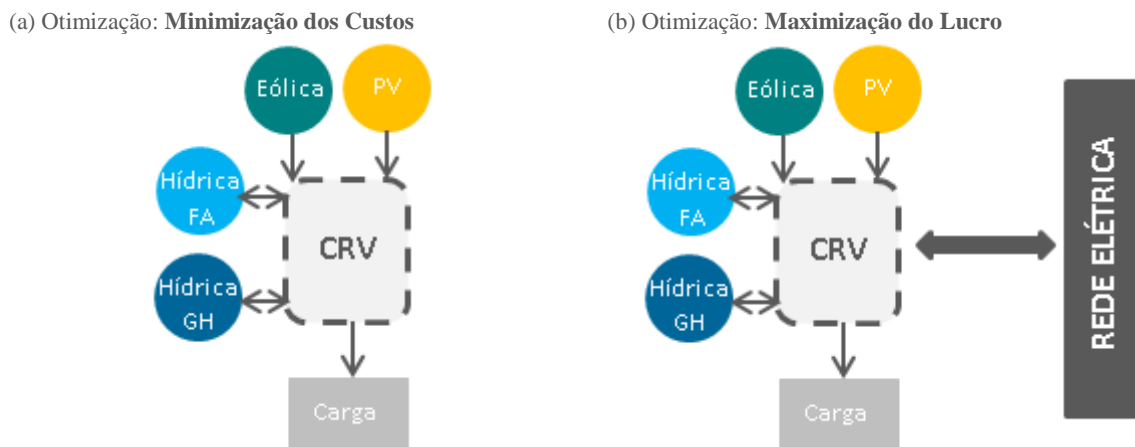
Considera-se, portanto, que do ponto de vista da CRV, a agregação das séries mencionadas permite simular esta central virtual sob condições típicas de produção não controlável em Portugal (produção eólica e fotovoltaica) e de condições “reais” de disponibilidade de recurso hídrico. No último caso, optou-se por não considerar uma série resultante da média de vários anos (que poderia ser entendida como uma série representativa de um ano típico), uma vez que este recurso é o que apresenta maior variabilidade à escala inter-anual e, como tal é mais importante manter a variabilidade intrínseca anual do recurso. Por fim, julgou-se também de extrema relevância considerar o mesmo período anual para as séries de consumo e de valor da energia em mercado (ano de 2015), dado que estas se encontram intimamente relacionadas.

O açude de regularização foi modelado com capacidade de armazenamento suficiente para garantir a produção à potência nominal da central hídrica a fio-de-água por um período de cinco horas e a albufeira modelada possui dimensões idênticas à albufeira da central hídrica do Alto do Lindoso [80]. No período de tempo inicial, considerou-se que o recurso armazenado no açude de regularização correspondia a 20% da sua capacidade máxima e que o recurso armazenado na albufeira possuía o mesmo volume que a albufeira do Alto do Lindoso no início do ano de 2015 (Tabela 5.1).

**Tabela 5.1.** Dimensões consideradas para a modelação da albufeira e do açude de regularização.

	Capacidade Máxima	Capacidade Mínima	Volume Inicial Armazenado
Albufeira	$3.9 \times 10^8 \text{ m}^3$	$3.1 \times 10^7 \text{ m}^3$	$1.6 \times 10^8 \text{ m}^3$
Açude de Regularização	$5.8 \times 10^5 \text{ m}^3$	$0 \text{ m}^3$	$1.2 \times 10^5 \text{ m}^3$

O desempenho da CRV foi estudado sob duas estratégias de operação distintas: em sistema isolado (Figura 5.1(a)) e em sistema interligado (Figura 5.1(b)). Pretende-se, desta forma, estudar o comportamento da CRV num contexto em que não haja a possibilidade de efetuar trocas de energia (importação e exportação) com o restante sistema; e num contexto em que estas trocas de energia possam ser efetuadas com a restante rede elétrica. Para definir a primeira estratégia de operação, assumiu-se como 0 MW a capacidade máxima de transmissão da linha que interliga a CRV à restante rede elétrica. Para simular a segunda estratégia de operação, definiu-se este valor igual 160 MW, correspondente à capacidade máxima de transmissão (ver: Equações (4.44) e (4.45)). Na Figura 5.1 apresentam-se as duas estratégias de operação usadas.

**Figura 5.1.** Representação esquemática das estratégias de operação adotadas para a CRV. Estratégia de operação em sistema isolado (a) e em sistema interligado (b).

Tendo em consideração que a estratégia de operação de uma CRV em regime isolado não possui a capacidade de dar respostas às variações dos preços da energia em mercado, a perspectiva de otimização utilizada foi a de minimização dos custos. Desta forma, prevê-se que a gestão da produção das centrais seja efetuada da forma economicamente mais viável. Ao invés, quando considerada a estratégia de operação da CRV em regime interligado, considerou-se que a perspectiva de otimização mais adequada seria a de maximização do lucro, prevendo-se que o escalonamento da produção das centrais seja efetuado considerando não apenas a forma economicamente mais viável de suprir as necessidades de consumo local, mas também a diferente valorização da energia em mercado nos diferentes períodos, e.g., a produção nas horas de ponta (18h-21h) possui uma valorização superior à da produção nas horas de vazio (22h-8h), e usando inclusive essas variações para regular a importação e exportação de energia de/para a restante rede elétrica.



Numa primeira análise estudou-se, então, o desempenho da CRV à escala anual (8760 horas) segundo as duas perspetivas de operação referidas e numa segunda fase, para estudar de forma mais cuidada as estratégias de gestão da CRV, usa-se um horizonte temporal duma semana (168 horas). Para o efeito foi desenvolvido um modelo matemático correspondente a um Programa Linear Inteiro Misto que posteriormente foi implementado em ambiente GAMS, versão 24.3.3 para MS Windows a 64bit, e otimizado com o solver CPLEX.

## 5.1 SIMULAÇÃO ANUAL

Na simulação anual da operação da CRV segundo a perspetiva de sistema isolado, não foi possível encontrar uma solução exequível do problema pelo que se conclui que, nas condições definidas, a CRV não possui a capacidade para autonomamente e de forma isolada dar resposta à condição base definida do problema, i.e., condição de autossuficiência (Equação 4.50).

Para a simulação anual com a CRV a operar de acordo com a estratégia de sistema interligado, o modelo demorou 10 horas (período que se definiu como máximo para esta simulação) para conseguir encontrar uma solução que ficou a  $1 \times 10^{-4} \%$  do valor ótimo global. Desta forma, e apesar dos resultados apresentados de seguida não representarem efetivamente a solução ótima (ótimo global) do problema definido, são tratados como tal, devido à elevada precisão da solução encontrada. A simulação anual revelou que a CRV possui capacidade para dar resposta durante todo o ano ao consumo local, recorrendo à exportação de energia e à sua importação em algumas horas do ano para maximizar o seu lucro. Este cenário permitiu simular o desempenho da CRV em condições de penetração anual de 75% para a produção não controlável, face ao consumo.

O sistema de gestão de produção da CRV garante, assim, o desempenho técnico desta através do escalonamento de produção das centrais hídricas, do mecanismo de bombagem e da importação/exportação para a restante rede elétrica, em função da produção não controlável, como sistematizado na Tabela 5.2.

**Tabela 5.2.** Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala anual, segundo a perspetiva de sistema interligado.

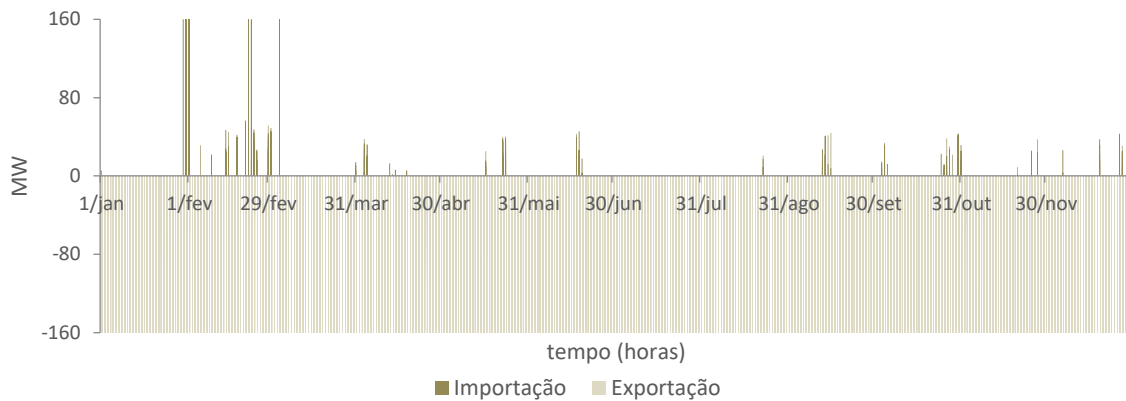
	Energia Anual Produzida [MWh]	NEPs [h]	Fator de Capacidade <sup>19</sup> [%]
PV	94 050.4	1 881.0	21
Eólica	269 171.4	2 310.5	26
Hídrica FA	229 110.1	4 727.8	54
Hídrica GH	1 180 041.2	3 722.5	42
Consumo <sup>20</sup>	487 248.9	-	-
Exportação	1 286 412.3	-	92
Importação	9 309.9	-	1
Bombagem	8 021.9	-	0.3

Os resultados sistematizados na Tabela 5.2 revelam que a central hídrica FA é a que possui um fator de capacidade mais elevado, i.e., a que possui a relação mais favorável entre a energia produzida durante o ano e a energia máxima produzível. O fator de capacidade da central hídrica

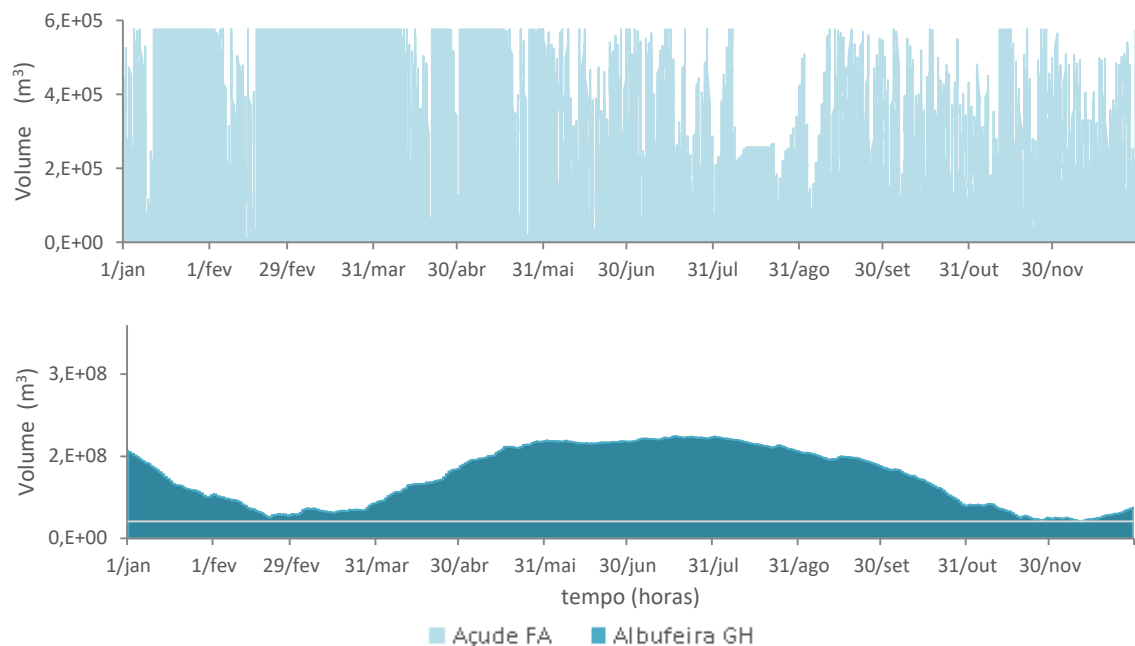
<sup>19</sup> O cálculo do fator de capacidade para a exportação e importação foi efetuado considerando a capacidade máxima de transmissão da linha que interliga a CRV à restante rede elétrica.

<sup>20</sup> Valores Excluindo a exportação e bombagem

com albufeira (hídrica GH) revela-se, igualmente, bastante elevado. Este facto decorre da conceção da CRV, sendo que esta recorre às centrais hídricas para regular a produção não controlável e adaptar a produção ao consumo local. A CRV possui capacidade para exportar, em média, 146.85 MW por hora, sendo que a exportação anual possui um fator de capacidade igual a 92% (em relação à capacidade máxima de transmissão da linha) e importa, em média, 1.06 MW, o que corresponde a um fator de capacidade de 1% (Figura 5.2). Para tal, a produção hídrica é regulada/gerida pelo sistema de gestão da produção da CRV, tomando em consideração a disponibilidade de recurso quer no açude, quer na albufeira (Figura 5.3), por forma a beneficiar da variação do valor da energia em mercado e poder, assim, aumentar o lucro gerado ao final do ano (objetivo de otimização).



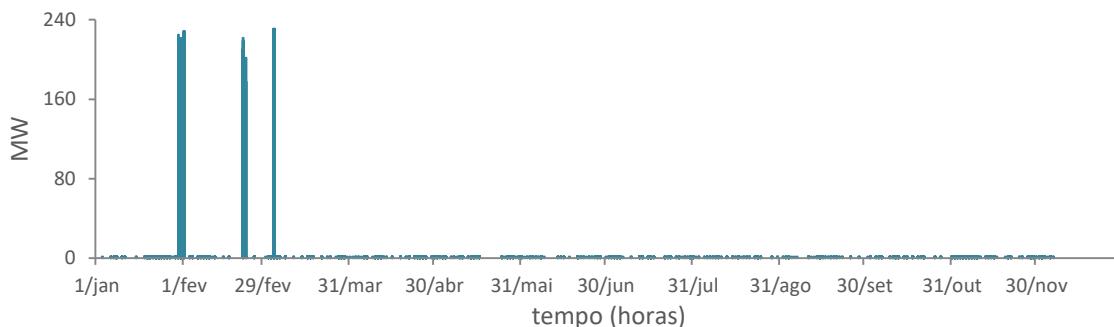
**Figura 5.2.** Importação versus Exportação ao longo do ano.



**Figura 5.3.** Recurso armazenado ao longo do ano no açude de regularização da central hídrica FA e na albufeira da central hídrica com albufeira.

A CRV utiliza, por fim, o mecanismo de bombagem de forma residual ao longo do ano, bombando, em média, 0.92 MW por hora. No entanto, e como se pode verificar na Figura 5.4, durante o mês de Fevereiro, este valor atinge níveis bastante superiores. Comparando esta figura com a Figura 5.3 é possível verificar que o período com elevados níveis de bombagem corresponde ao período em que o nível do volume armazenado na albufeira se aproxima dos seus valores

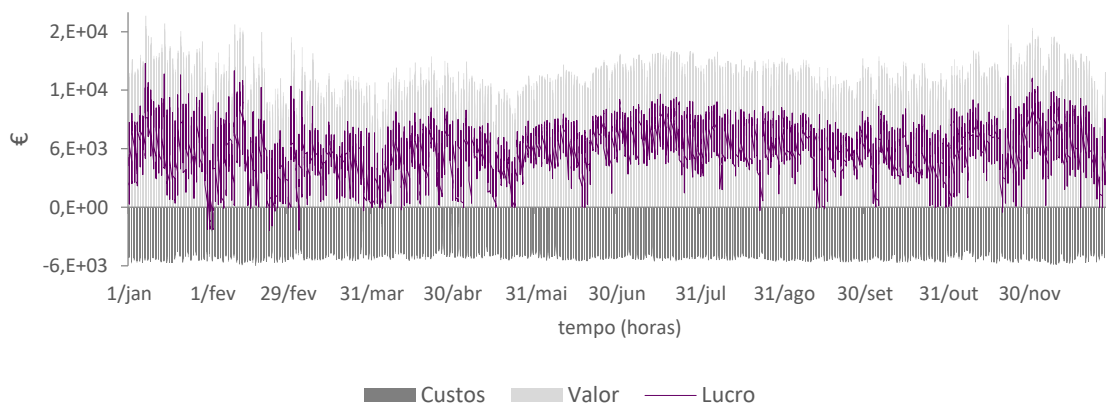
mínimos. Este facto deve-se, essencialmente, à diminuição dos valores de caudal afluente à central hídrica com albufeira registados nos períodos precedentes, como se pode verificar na Figura I.1 do Anexo I, representando o período de menor disponibilidade de recurso hídrico do ano.



**Figura 5.4.** Bombagem de energia ao longo do ano.

Assim, o sistema de gestão da produção da CRV recorre à importação de energia da rede durante este período, como se pode verificar na Figura 5.2, para colmatar a insuficiência de recurso e conseguir manter o volume da albufeira nos níveis pré-estabelecidos (Tabela 5.1).

Por fim, foi efetuada uma análise económica do desempenho da CRV. Na Figura 5.5 é possível verificar a evolução dos custos de produção, do valor da energia produzida e do lucro gerado ao longo do ano. A análise desta figura permite verificar que durante quase todo o ano o lucro gerado pela CRV é positivo, à exceção do mês de fevereiro em que se verificam períodos em que este é negativo, devido às razões anteriormente referidas (elevados níveis de importação e de bombagem). Na Tabela 5.3 encontram-se sistematizados os valores dos custos totais anuais de operação da CRV, o valor total anual da energia produzida e o lucro anual total gerado pela CRV.



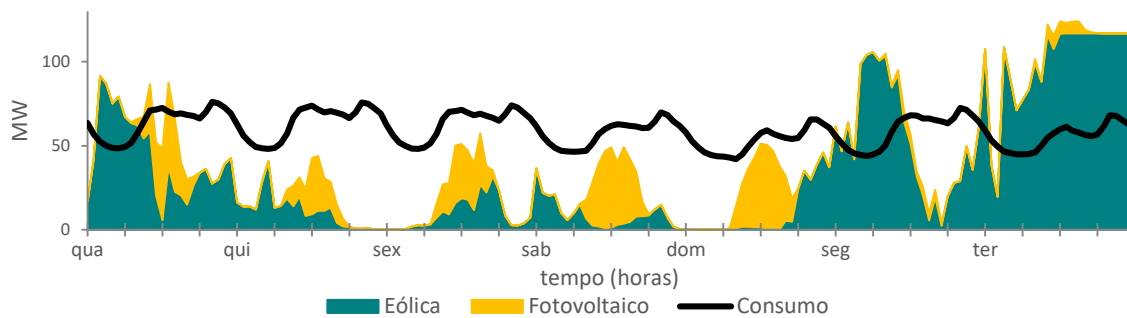
**Figura 5.5.** Evolução anual dos custos de produção, valor gerado e lucro resultante da operação da CRV.

**Tabela 5.3.** Síntese da análise económica da CRV no ano.

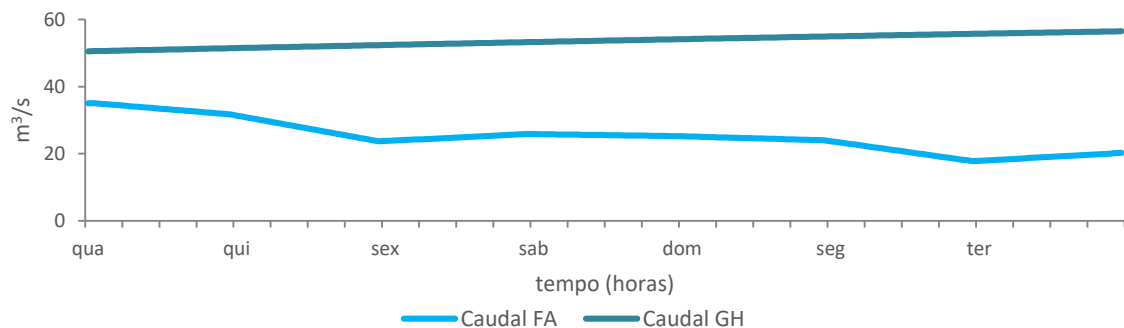
Custos Totais de Operação	Valor Total da Energia Produzida	Lucro Total Gerado
39 660 192.9 €	92 447 891.6 €	52 787 698.7 €

## 5.2 SIMULAÇÃO SEMANAL

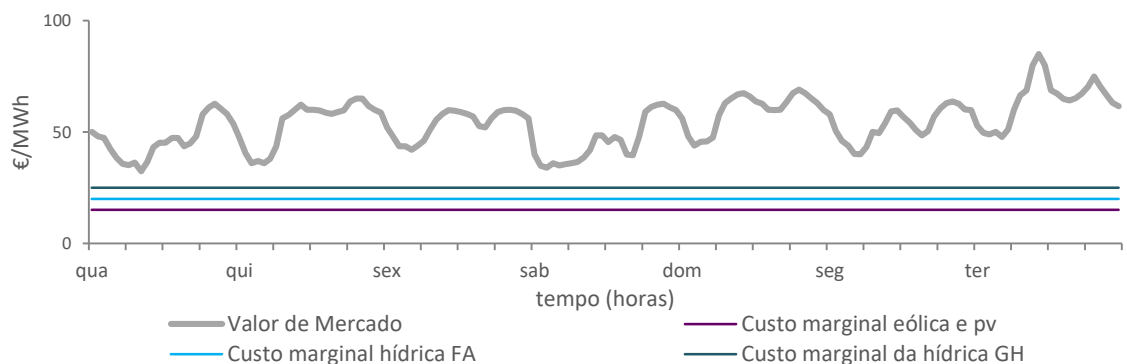
Para uma análise cuidada das opções de escalonamento a que o sistema de gestão de produção da CRV recorre e da sua flexibilidade, diminuiu-se o horizonte de simulação para uma semana, i.e., 168 horas. Escolheu-se, assim, de entre as séries anuais de recurso renovável e de consumo, uma semana em que a produção não controlável superasse os níveis de consumo em algumas ocasiões e que, nas restantes, estivesse em níveis mais baixos, por forma a avaliar a estratégia de operação da CRV em diferentes regimes de disponibilidade de recurso eólico e fotovoltaico face ao consumo (Figura 5.6). As séries de caudais afluentes às centrais hídricas consideradas para esta simulação são apresentadas na Figura 5.7. Por fim, para representar o valor da energia em mercado nesta simulação, escolheu-se na série anual de valores do mercado MIBEL [87] uma semana cujos valores de energia se aproximam do valor médio anual (50 €/MW), como pode verificar-se na Figura 5.8.



**Figura 5.6.** Representação da produção não controlável (eólica e fotovoltaica) e do consumo considerada.

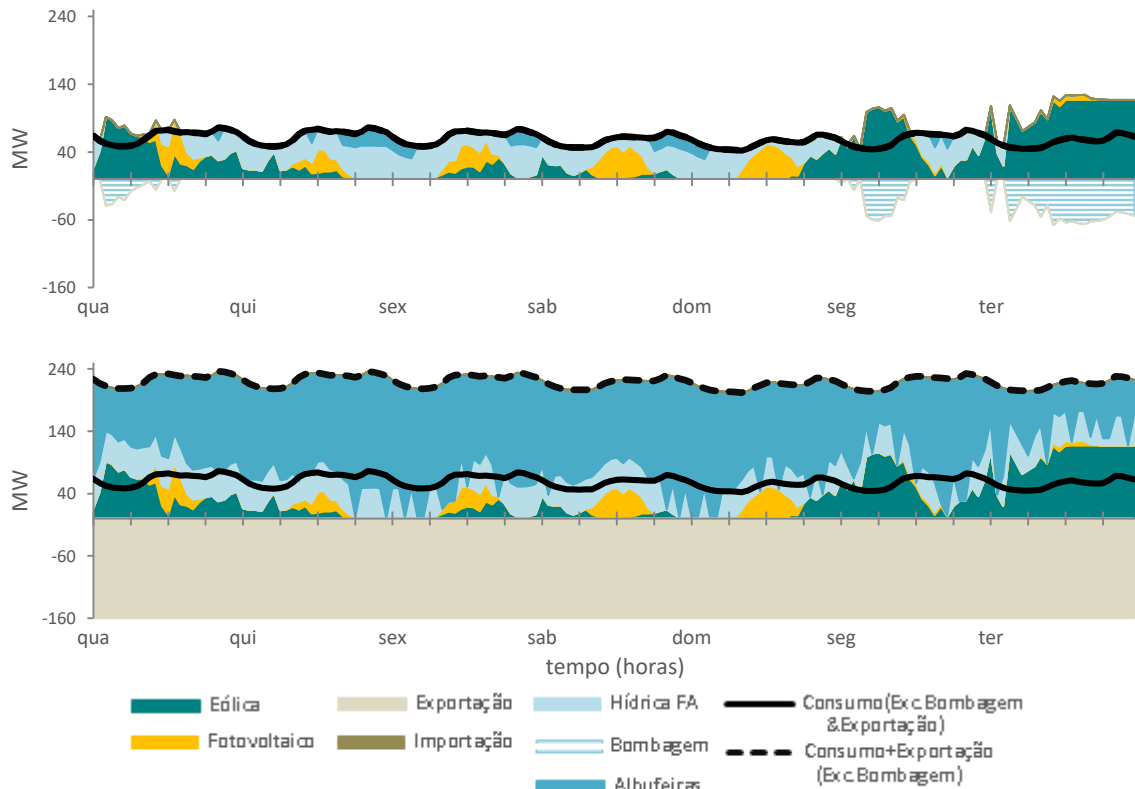


**Figura 5.7.** Série de caudais de alimentação da central hídrica FA e da hídrica GH utilizada nesta simulação.



**Figura 5.8.** Representação do valor da energia em mercado considerado nesta simulação e dos custos marginais de produção das centrais.

À semelhança do que foi efetuado para a simulação anual, consideraram-se as duas estratégias de funcionamento da CRV (em regime isolado e interligado), com as respetivas perspetivas de otimização (minimização dos custos e maximização do lucro). Este cenário permitiu simular o desempenho da CRV em condições de penetração semanal de produção não controlável de 71%, face ao consumo. Na Figura 5.9 podem ser verificados os regimes de produção das diferentes centrais que constituem a CRV para ambas as estratégias de operação definidas.



**Figura 5.9.** Regime de produção da CRV segundo a perspetiva de sistema isolado (em cima) e segundo a perspetiva de sistema interligado (em baixo), para uma semana.

Quando considerado o desempenho da CRV em sistema isolado, é evidente o recurso à bombagem para armazenar o excesso de produção não controlável. Nos períodos em que a produção não controlável se encontra a níveis mais baixos, e.g., quinta-feira durante todo o dia, o sistema de gestão da produção da CRV recorre primeiramente à central hídrica a fio-de-água para, em conjunto com a produção não controlada, garantir o suprimento do consumo local. Por fim, a central hídrica com albufeira é despachada para colmatar, nas alturas em que é necessário, o défice em relação ao consumo da produção combinada entre as centrais hídrica FA, eólica e PV. Esta opção de escalonamento revela-se, assim, como sendo a mais viável segundo a perspetiva económica, uma vez que os custos marginais de produção hídrica a fio-de-água são inferiores aos da central hídrica com albufeira (ver Tabela 4.1), o que permite à CRV diminuir os seus custos totais de operação. No que diz respeito à segunda estratégia de operação, é possível verificar que a produção hídrica a fio-de-água e a hídrica GH são geridas para que, quando combinadas com a produção não controlável sejam capazes de, suprimindo sempre as necessidades de consumo local, exportar em todas as horas o máximo de potência possível, i.e., 160 MW. Esta estratégia permite à CRV beneficiar dos elevados preços de energia (quando comparados com os custos marginais de produção) verificados nesta simulação (Figura 5.8) e aumentar o lucro total gerado. Na Tabela 5.4 encontram-se sistematizados os valores de produção registados para ambas as estratégias de operação da CRV.

**Tabela 5.4.** Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala semanal, para a perspetiva de sistema isolado e interligado.

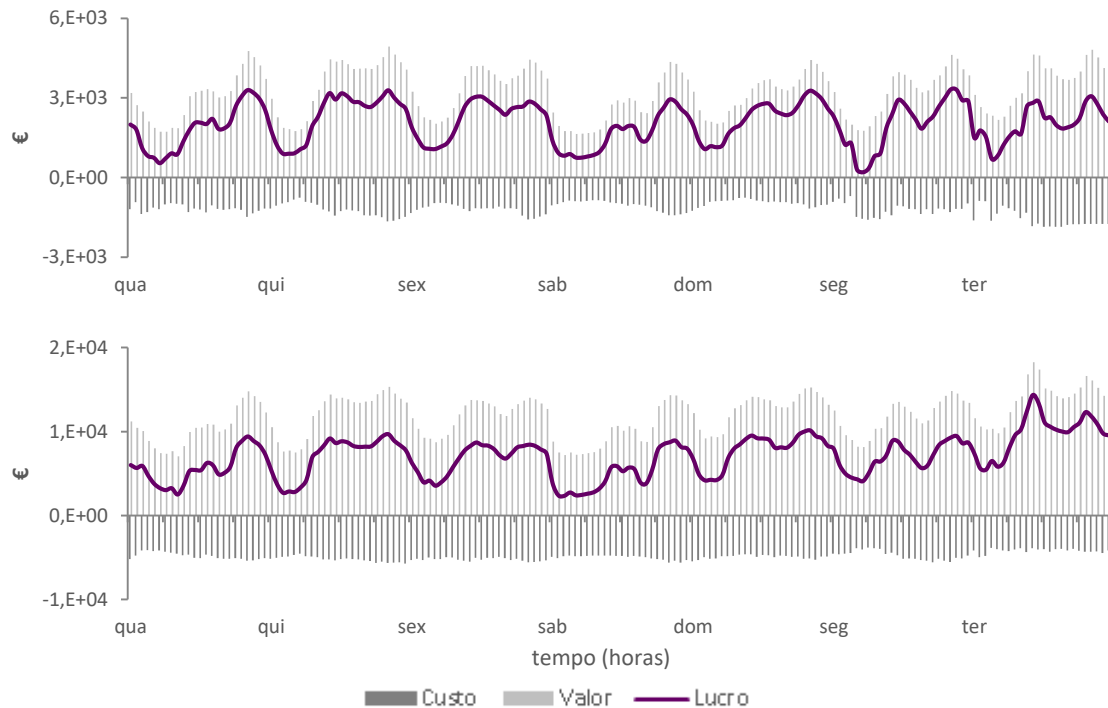
	Energia Produzida [MWh]		NEPs [h]		Fator de Capacidade [%]	
	Isolado	Interligado	Isolado	Interligado	Isolado	Interligado
<b>PV</b>	1 387.9		27.8		17	
<b>Eólica</b>	5 739.6		49.3		29	
<b>Hídrica FA</b>	4 005.6	6 398.5	82.7	132.1	49	79
<b>Hídrica GH</b>	609.9	23 349.1	1.9	73.7	1	44
<b>Consumo</b>	9 995.1		-		-	
<b>Exportação</b>	-	26 880.0	-		-	100
<b>Importação</b>	-	0	-		-	0
<b>Bombagem</b>	1 749.8	0	-		3	0

Os resultados sistematizados na Tabela 5.4 permitem comprovar as diferenças verificadas nas opções adotadas pelo sistema de gestão da produção da CRV: enquanto em sistema isolado é a central hídrica FA que assegura grande parte da diferença entre a produção não controlável e o consumo (com um fator de capacidade igual a 49%), com uma participação pontual da central hídrica com albufeira (fator de capacidade de apenas 1%), na operação em sistema interligado estas centrais assumem um papel fulcral para o aumento do retorno económico da CRV. A central hídrica a fio-de-água é a que mais beneficia com esta estratégia de operação, com o seu fator de capacidade a aumentar para 79%, seguindo-se a central hídrica com albufeira, com o seu fator de capacidade a ser aumentado para 44%. No que diz respeito à produção eólica e fotovoltaica, tem-se que a sua participação no *mix* energético se mantém igual em ambas as estratégias, por imposição conceptual como produção não controlável. Por fim, o sistema de gestão da CRV recorre à bombagem unicamente quando se considera a estratégia de sistema isolado, por forma a manter o desempenho técnico da CRV e assegurar a condição de equilíbrio entre a produção e o consumo.

No sistema interligado, contanto que o excesso de produção não controlável pode ser exportado para a restante rede elétrica<sup>21</sup> e, por conseguinte, contribuir para melhorar o desempenho económico da central, o sistema de bombagem não é acionado para armazenar energia. Tendo em consideração o dimensionamento da albufeira, a disponibilidade do recurso hídrico e o rendimento de conversão de energia do mecanismo de bombagem, este dificilmente seria acionado nestas condições para armazenar energia, uma vez que o sistema possui a capacidade de, em todas as horas, exportar o máximo de energia permitida e, portanto, não necessita de recorrer à bombagem para efetuar esta “regulação económica”.

Na Figura 5.10 é possível verificar a evolução dos custos de produção, do valor da energia e do lucro gerado ao longo da semana, para ambas as estratégias de operação. Verifica-se que o lucro se mantém sempre positivo sendo que, como seria de esperar, este possui valores bastante mais elevados quando se considera a estratégia de operação em sistema interligado. Por fim, na Tabela 5.5 é possível conferir a síntese desta análise económica, com o registo dos custos totais de operação da CRV na semana, o valor total da energia produzida e o lucro total gerado por esta, para ambas as estratégias de operação definidas.

<sup>21</sup> Nas simulações estudadas e apresentadas neste capítulo considerou-se que a rede elétrica (e o mercado de energia) teria, sempre, a possibilidade de receber/fornecer energia de/à CRV.



**Figura 5.10.** Evolução dos custos, valor e lucro gerado da CRV em sistema isolado (em cima) e em sistema interligado (em baixo), ao longo da semana.

**Tabela 5.5.** Síntese da análise económica da CRV na semana, para ambas as estratégias de operação.

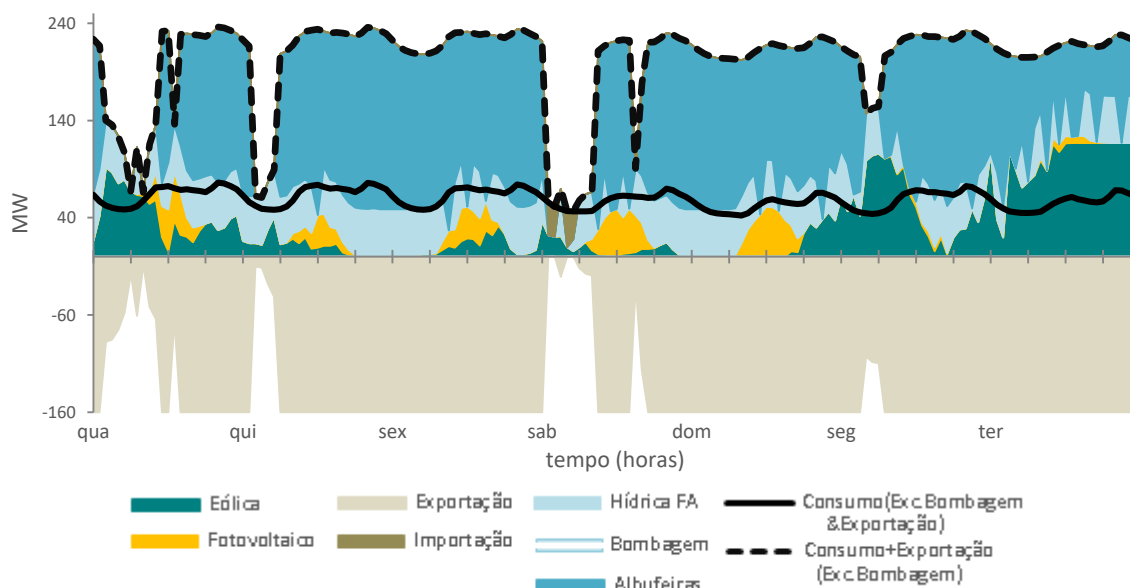
	Custos Totais de Operação	Valor Total da Energia Produzida	Lucro Total Gerado
Isolado	202 269.9 €	545 808.7 €	343 538.7 €
Interligado	818 610.2 €	1 997 958.7 €	1 179 348.5 €

A análise deste cenário permitiu concluir que as dimensões definidas para a capacidade de armazenamento da albufeira estariam adequadas ao funcionamento da CRV em sistema isolado, devido aos elevados volumes de produção não controlável verificados e à impossibilidade de se exercerem trocas de energia com sistemas vizinhos. No entanto, para uma estratégia de funcionamento interligado, em que as trocas de energia com outros sistemas são parte integrante da estratégia de operação da CRV, nomeadamente no que diz respeito à variação do valor da energia em mercado, considerou-se que este sistema de armazenamento poderia estar sobredimensionado, para representar de forma realista a interação da CRV com os restantes sistemas e com o próprio mercado. Neste sentido, estudou-se de que forma é que a variação da capacidade de armazenamento da albufeira (volume máximo, volume mínimo de exploração e volume inicial diminuídos em duas ordens de grandeza), poderia afetar a estratégia de operação da CRV e efetuou-se uma comparação dos resultados obtidos após a redução da albufeira com os resultados obtidos na simulação anterior. Posteriormente avaliou-se também de que forma é que a diminuição dos valores de energia em mercado (afetaria a gestão da CRV (apenas na estratégia de sistema interligado) e de que modo o seu desempenho económico global se compara com os resultados semanais obtidos anteriormente. Nas próximas secções serão apresentados e discutidos os resultados obtidos.



### 5.2.1 VARIAÇÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DA ALBUFEIRA

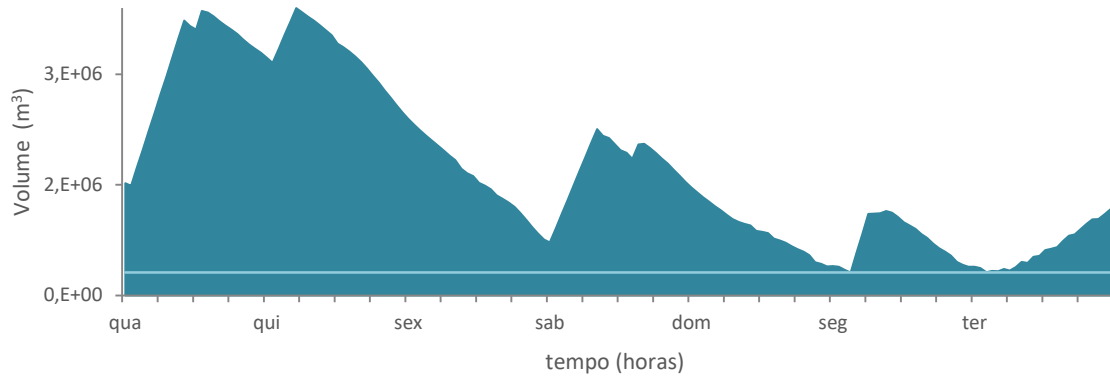
Como referido anteriormente, a avaliação deste cenário com a estratégia de operação em sistema interligado permite à CRV usar uma maior flexibilidade de operação para adaptar a sua produção aos incentivos de mercado, tendo em consideração a disponibilidade de recurso e as dimensões da albufeira. Com efeito, em regime isolado, a variação dos preços de energia em mercado não teria qualquer impacto na gestão técnica da produção da CRV (mas apenas no valor e lucro total gerado) e a diminuição da albufeira poderia conduzir, em alguns períodos (excesso de recurso e de produção não controlável) ao desperdício de recurso hídrico (especialmente na central hídrica com albufeira). Ao invés, em períodos em que a disponibilidade de recurso fosse reduzida e a produção não controlável diminuta, a CRV poderia incorrer no risco de não assegurar a condição de autossuficiência, i.e., garantir que em todos os períodos o consumo local fosse suprido. Na Figura 5.11 podem ser verificados os regimes de produção das diferentes centrais que constituem a CRV, nas condições pré-definidas para a redução da albufeira.



**Figura 5.11.** Regime de produção da CRV segundo a perspetiva sistema interligado, para uma semana, considerando a redução das dimensões da albufeira.

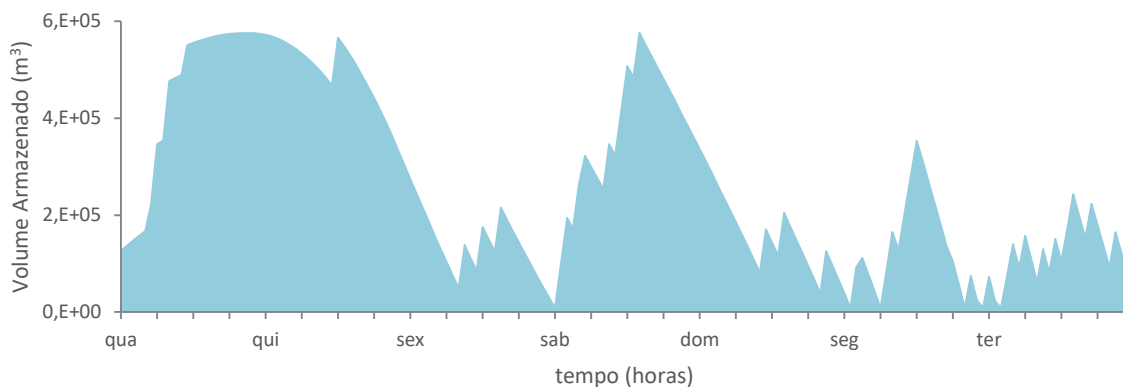
Verifica-se, assim, pela análise da Figura 5.11, que a redução das dimensões da albufeira resulta diretamente numa diminuição da capacidade de exportação da CRV. Apesar da estratégia de operação e despacho das centrais se manter a mesma, i.e., a central hídrica FA é despachada para suprir grande parte do défice de produção não controlável face ao consumo, a central hídrica com albufeira é despachada para atingir, sempre que possível, a máxima exportação de energia. Verifica-se que, com a diminuição da capacidade da albufeira, o sistema de gestão da produção da CRV passa a ter de exportar, criteriosamente, nas horas em que o valor da energia é superior para assim gerar maior lucro enquanto diminui a exportação nas horas com valor da energia mais baixo, em função do volume de recurso disponível na albufeira (Figura 5.12) como é expectável. Como se pode verificar, no início da semana, e apesar dos níveis de recurso armazenado na reserva serem bastante elevados (próximos do seu valor máximo), a produção da central hídrica com albufeira é muito reduzida, principalmente durante as primeiras horas do dia, devido essencialmente aos reduzidos níveis do valor da energia em mercado nesse período (Figura 5.8). Assim, a estratégia utilizada é a de acumulação de recurso hídrico durante esses períodos para posterior produção nas alturas em que o valor da energia é mais elevado (grande parte de quinta-feira e sexta-feira durante todo o dia).





**Figura 5.12.** Recurso hídrico armazenado na albufeira (com dimensões reduzidas) ao longo da semana.

No início do dia de sábado, altura em que o valor da energia em mercado atinge novamente valores mais reduzidos e o armazenamento de recurso hídrico, quer na albufeira (Figura 5.12), quer no açude de regularização (Figura 5.13), é também reduzido, o sistema de gestão da produção da CRV recorre à importação de energia para colmatar o défice entre o consumo naquelas horas e a produção não controlável. Os níveis de recurso disponíveis nos reservatórios voltam a aumentar a partir daí e a CRV torna-se novamente capaz de exportar durante quase todas as restantes horas o máximo de energia, à exceção de duas horas na manhã de segunda-feira, quando o nível da albufeira atinge o seu valor mínimo de exploração e o valor da energia em mercado também se encontra mais baixo.



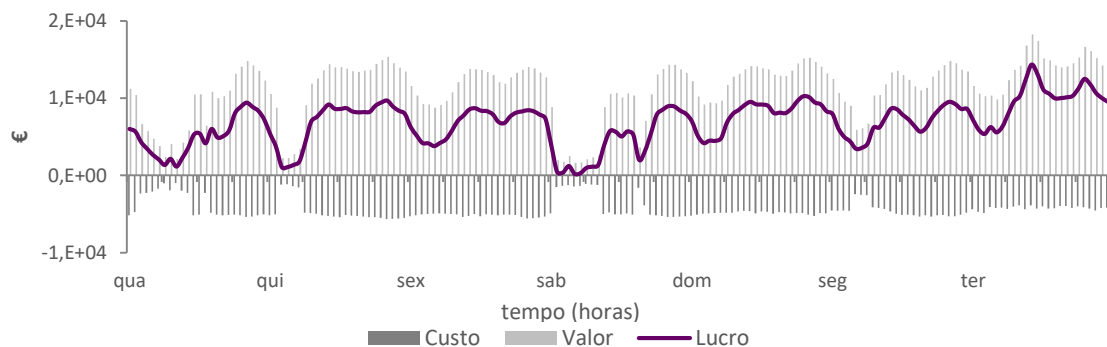
**Figura 5.13.** Recurso hídrico armazenado no açude de regularização ao longo da semana, para o cenário 1.

Os resultados apresentados na Tabela 5.6 revelam que, com a diminuição da capacidade de armazenamento da albufeira, o fator de capacidade da produção hídrica com albufeira diminuiu de 44% para 38%, redução essa que era esperada e que propicia a diminuição da capacidade de exportação da CRV (fator de capacidade diminuiu 12%). Interessante é também verificar que a redução da capacidade de armazenamento da albufeira pouco ou nada influenciou o regime de produção da central hídrica a fio-de-água, uma vez que a sua produção se mantém sensivelmente igual nos dois cenários.

**Tabela 5.6.** Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala semanal, na perspetiva de sistema interligado, antes e após a redução das dimensões da albufeira.

	Energia Produzida [MWh]		NEPs [h]		Fator de Capacidade [%]	
	Albufeira Pequena	Albufeira Grande	Albufeira Pequena	Albufeira Grande	Albufeira Pequena	Albufeira Grande
<b>PV</b>	1 387.9		27.8		17	
<b>Eólica</b>	5 739.6		49.3		29	
<b>Hídrica FA</b>	6 395.6	6 398.5	131.9	132.1	79	79
<b>Hídrica GH</b>	20 100.1	23 349.1	63.4	73.7	38	44
<b>Consumo</b>	9 995.1		-		-	
<b>Exportação</b>	23 761.1	26 880.0	-		88	100
<b>Importação</b>	131.0	0	-		0.5	0
<b>Bombagem</b>	0	0	-		0	0

Na Figura 5.14 é possível verificar a evolução dos custos de produção, do valor da energia e do lucro gerado ao longo da semana, nas condições deste cenário. Como se pode verificar, o lucro gerado pela CRV aproxima-se do valor nulo nas alturas em que a exportação de energia é mais reduzida, sendo que se conclui que é efetivamente a comercialização em mercado da energia exportada que mais contribui para o aumento do lucro gerado pela CRV. Na Tabela 5.7 é possível conferir, por sua vez, a síntese desta análise económica, com o registo dos custos totais de operação da CRV na semana, o valor total da energia produzida e o lucro total gerado por esta, antes e após a redução das dimensões da albufeira.



**Figura 5.14.** Evolução dos custos, valor e lucro gerado da CRV em sistema interligado, após a redução das dimensões da albufeira.

**Tabela 5.7.** Síntese da análise económica da CRV na semana, antes e após a redução das dimensões da albufeira.

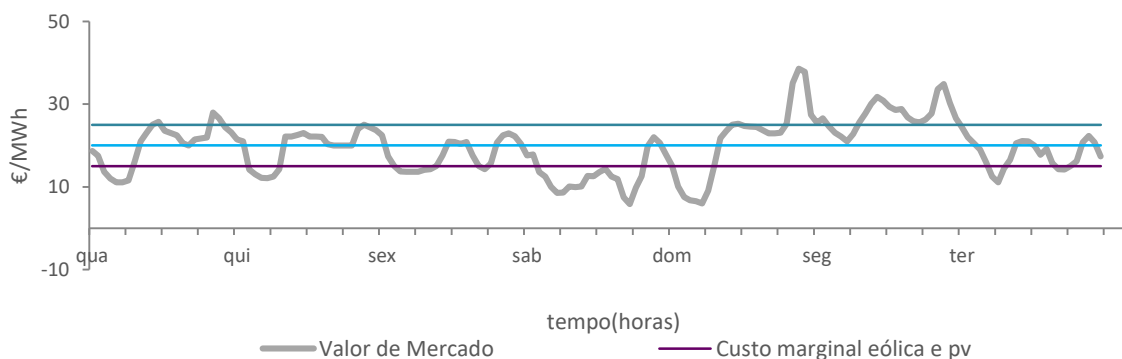
	Custos Totais de Operação	Valor Total da Energia Produzida	Lucro Total Gerado
Albufeira Pequena	741 888.1 €	1 881 447.9 €	1 139 559.8 €
Albufeira Grande	818 610.2 €	1 997 958.7 €	1 179 348.5 €

Os resultados sistematizados demonstram uma diminuição do lucro gerado com a redução das dimensões da albufeira, fator que resulta essencialmente da redução da energia exportada. No entanto, estes valores não podem ser analisados em detalhe, uma vez que, no desenvolvimento do modelo, não foi considerado o custo de operação e manutenção da albufeira, que se prevê inferior no cenário em que as dimensões da albufeira foram diminuídas.

Importa salientar que, mais uma vez se constata, neste cenário, que o mecanismo de bombagem se apresenta como a opção economicamente menos viável. Mesmo com uma redução das dimensões da albufeira, e consequente redução na disponibilidade do recurso armazenado na albufeira da central GH, constata-se que a gestão no tempo do recurso disponível na albufeira e a possibilidade de recorrer à importação nas horas em que o valor da energia é mais baixo, representa a estratégia de operação mais lucrativa para a CRV. Conclui-se, portanto, que a variação verificada no valor da energia nos mercados de energia não é suficiente para, do ponto de vista económico, compensar o recurso à bombagem.

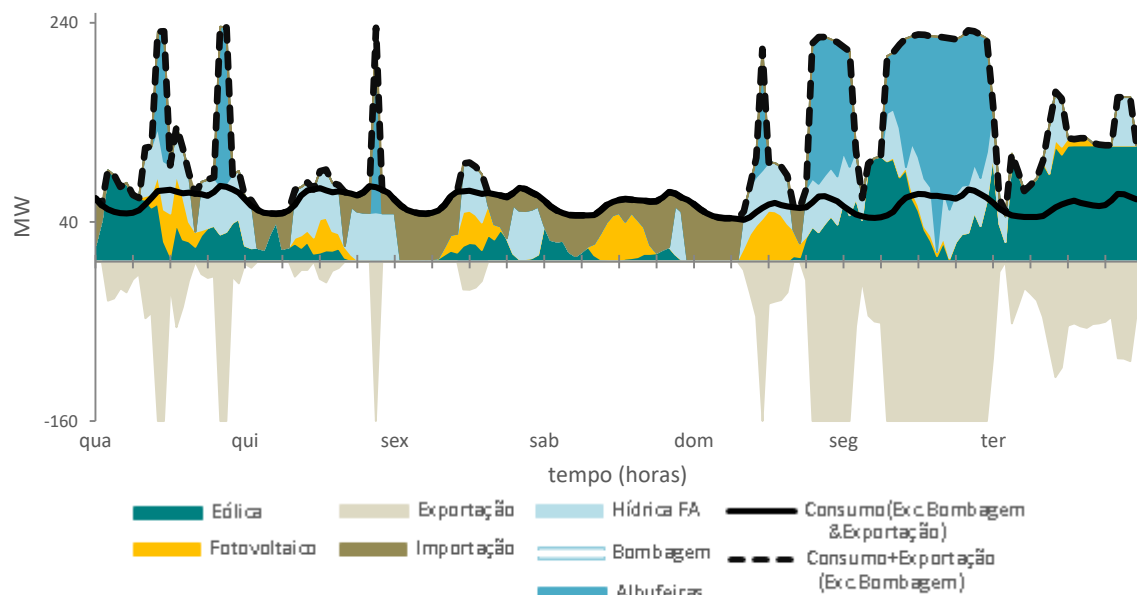
### 5.2.2 VARIAÇÃO DO VALOR DA ENERGIA EM MERCADO

A série de valores da energia em mercado considerada neste cenário, e cujo valor médio é igual a 20 €/MWh, pode ser verificada na Figura 5.15. Como se pode verificar, os valores da energia no mercado são, em média, inferiores aos valores considerados no cenário inicial (Figura 5.8) – redução equivalente a 60% do valor médio – sendo que existem inclusive períodos em que o valor da energia em mercado é inferior aos custos marginais de produção das centrais que constituem a CRV, especialmente durante o sábado. Os restantes parâmetros de entrada (produção não controlável, consumo e caudais de alimentação das centrais hídricas) foram mantidos iguais aos da simulação semanal inicial.



**Figura 5.15.** Série de valor da energia em mercado considerada neste cenário.

Na Figura 5.16 podem ser conferidos os resultados obtidos após a diminuição do valor da energia representativo deste cenário.



**Figura 5.16.** Regime de produção da CRV, segundo a estratégia de funcionamento em sistema interligado, para uma semana, considerando a redução do valor da energia em mercado.

A análise do regime de produção otimizado nas condições de simulação deste cenário (Figura 5.16) permite verificar, que a opção economicamente mais viável consiste em, nos períodos em que o valor da energia em mercado é inferior aos custos de produção das centrais hídricas, importar a energia necessária para suprir o consumo locais, situação que se verifica durante todo o fim de semana e em grande parte do dia de sexta-feira. Durante as restantes horas da semana, o sistema de gestão da CRV adapta a produção por forma a exportar a energia em função do valor da energia em mercado, i.e., nos períodos em que o valor da energia é superior aos custos de produção das centrais hídricas. A CRV exporta o máximo de potência (160MW) e nos períodos em que o valor da energia em mercado é superior aos custos de produção da central hídrica a fio-de-água (mas inferior aos custos de produção da central hídrica com albufeira), a CRV exporta a potência excedente que resulta da produção hídrica FA, para assim poder aumentar o seu lucro nesses períodos. Tem-se, portanto, que a diminuição do valor da energia em mercado acaba por tornar a importação da energia a opção ótima em face da função objectivo tomada, tendo em conta os custos marginais de produção da energia das centrais hídricas e fomentando o armazenamento de energia em albufeira para produção de energia em horas em que o seu valor é superior. Na Tabela 5.8 encontram-se sistematizados os valores de produção registados para as condições simuladas, com reduzido e elevado valor da energia em mercado.

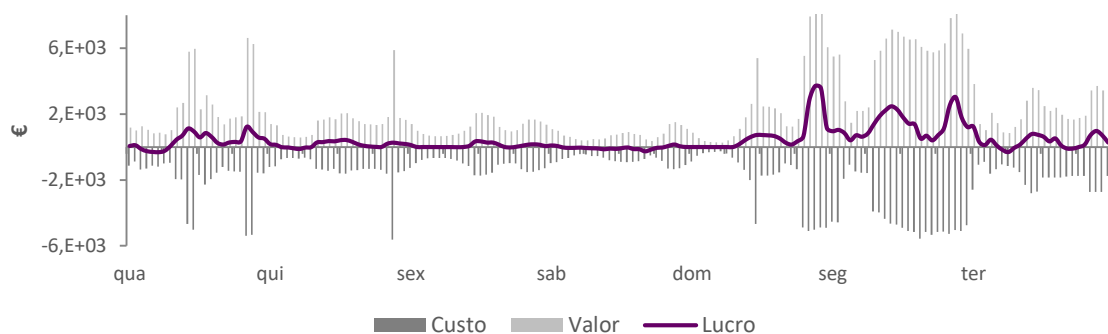
Os resultados apresentados na Tabela 5.8 permitem comprovar a clara diminuição dos fatores de produção das centrais hídricas, com destaque para a central hídrica com albufeira que é a central mais afetada por esta diminuição do valor da energia em mercado, com o seu fator de capacidade a diminuir dos 44% para os 8%. A exportação de energia regista, igualmente, uma clara diminuição (100% para 28%), enquanto a importação aumenta (0% para os 9%).

**Tabela 5.8.** Dados de produção, consumo, importação/exportação e de bombagem para a simulação do desempenho da CRV à escala semanal, na perspetiva de sistema interligado, antes e após a redução de 60% no valor médio semanal da energia em mercado.

	Energia Produzida [MWh]		NEPs [h]		Fator de Capacidade [%]	
	Valor Reduzido	Valor Elevado	Valor Reduzido	Valor Elevado	Valor Reduzido	Valor Elevado
<b>PV</b>	1 387.9		27.8		17	
<b>Eólica</b>	5 739.6		49.3		29	
<b>Hídrica FA</b>	4 084.6	6 398.5	84.3	132.1	50	79
<b>Hídrica GH</b>	4 026.3	23 349.1	12.7	73.7	8	44
<b>Consumo</b>	9 995.1		-		-	
<b>Exportação</b>	7 546.9	26 880.0	-		28	100
<b>Importação</b>	2 301.7	0	-		9	0
<b>Bombagem</b>	0	0	-		0	0

A análise da evolução dos custos de produção, do valor da energia e do lucro gerado ao longo da semana, nas condições deste cenário (Figura 5.17) alertam para uma questão que relaciona a produção não controlável (eólica e fotovoltaica) com o valor da energia em mercado e, consequentemente, com o lucro gerado pela CRV. Nos períodos em que a produção não controlável supera o consumo e o valor da energia em mercado é inferior ao custo marginal de produção destas centrais o lucro da CRV deixa de ser positivo e passa a negativo.

Assim, conclui-se que quanto mais elevada for a penetração (em cada hora) de produção não controlável, maior seria o prejuízo. Este é, aliás, um dos fatores que mais evidenciam a importância do desenvolvimento e implementação das CRVs como uma das formas de gerir a produção renovável face ao, mais que provável, incremento da penetração na rede elétrica da produção a partir de fontes renováveis não controláveis. Com o fim dos regimes de tarifas fixas subsidiados (FIT) a participação nos mercados de energia destes elevados volumes de produção a custo marginal muito baixo (e, em alguns casos, tomado mesmo como nulo) não é imediata nem evidente. Por fim, na Tabela 5.9 apresenta-se a síntese desta análise económica, onde se pode verificar a considerável diminuição do lucro total gerado no final do horizonte de simulação.



**Figura 5.17.** Evolução dos custos, valor e lucro gerado da CRV em sistema interligado, considerando a variação do valor da energia em mercado.

**Tabela 5.9.** Síntese da análise económica da CRV na semana, considerando a variação do valor da energia em mercado.

	Custos Totais de Operação	Valor Total da Energia Produzida	Lucro Total Gerado
Valor Reduzido	322 533.9 €	393 271.7 €	70 737.7 €
Valor Elevado	818 610.2 €	1 997 958.7 €	1 179 348.5 €

### 5.3 SÍNTESE DE RESULTADOS

Da análise dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido verificou-se que:

- As soluções otimizadas de comportamento da CRV obtidas traduzem um comportamento lógico, de acordo com os parâmetros de simulação que se enquadra dentro do que seria expectável.
- Foi possível concluir que a escolha do horizonte temporal para obtenção da solução otimizada tem influência direta nos resultados, i.e., adapta o funcionamento às condições mais favoráveis de acordo com os perspectiva e as restrições impostas.
- A existência do armazenamento hídrico garante estabilidade e flexibilidade à CRV para se adaptar às diferentes solicitações impostas, i.e. maximiza o lucro assegurando simultaneamente a satisfação do consumo.
- O sistema de bombagem, sobretudo em regime isolado, contribui para a *suavização* da produção da CRV, na adaptação do seu perfil de produção ao perfil de consumo.
- Embora carecendo de um estudo mais aprofundado, sobretudo na vertente técnica, a aplicação do modelo de otimização desenvolvido numa perspectiva de maximização do lucro da CRV aponta para a não sustentabilidade económica dos sistemas de bombagem, quando existam alternativas de colocação da energia excedentário no mercado.

## 6 CONCLUSÃO

Foi aplicado o conceito de Central Renovável Virtual (CRV) na gestão da produção de um grupo de centrais renováveis dispersas e de diferente natureza: eólica, solar fotovoltaica, hídrica a fio-de-água e hídrica com armazenamento em albufeira a montante. A interação com a restante rede elétrica, sob a forma de compra e venda de energia, foi também tida em consideração.

O objetivo primordial do trabalho consistiu no desenvolvimento de um modelo da central renovável virtual capaz de determinar uma contribuição otimizada de diferentes tecnologias renováveis despacháveis, conjugando as características técnicas de funcionamento das diferentes centrais que constituem o portefólio da CRV, e permitindo representar a complementaridade natural dos diversos recursos renováveis, e as suas características de participação nos mercados liberalizado de energia eléctrica.

O modelo matemático de otimização desenvolvido permite, assim, recorrendo a dados de recurso/produção de energia de cada tecnologia (que poderão, inclusivamente, ser dados de previsão) sob a forma de séries temporais e dados do valor de energia em mercado (reais históricos ou séries de previsões de preços) criar um portefólio otimizado que maximize o lucro gerado pela CRV, para diferentes horizontes temporais. Seguindo a estratégia tradicional de escalonamento e despacho dos sistemas electroprodutores, a produção não controlável (eólica e PV) possui sempre, na criação do perfil otimizado de produção da CRV, prioridade de acesso à rede em relação a todas as restantes centrais renováveis, seguindo-se a produção hídrica fio-de-água e, por último, a da central hídrica com armazenamento.

O modelo desenvolvido é eficiente, necessita de poucos recursos computacionais, tipicamente inferiores a um segundo (para as simulações semanais) e é capaz de resolver um problema de grande dimensão (simulação à escala anual) com elevada precisão, desmonstrando a sua elevada flexibilidade e capacidade de adaptação às inúmeras condições estudadas e cumprindo integralmente os objectivos desta dissertação.

A central foi estudada tendo em consideração duas estratégias distintas de operação - a primeira em sistema isolado e a segunda em sistema interligado. Diferentes cenários foram criados para retratar diferentes condições de operação da CRV, em função da disponibilidade de recurso hídrico (e das dimensões da albufeira), dos preços de mercado e/ou da interação com a restante rede elétrica, para estudar a viabilidade da aplicação deste conceito (e da ferramenta desenvolvida) num contexto real de gestão do sistema electroprodutor com elevada penetração renovável.

Os resultados obtidos permitem verificar que, segundo o modelo de gestão otimizada da produção desenvolvido nesta dissertação, é possível operar a CRV com perfis de produção que se ajustam às necessidades de consumo, quer através do controlo da produção das centrais hídricas, para regime isolado, acrescida da interação com a restante rede elétrica, para sistemas integrados. Este ajuste é alcançado, quer em alturas em que a penetração de energia não controlável é muito elevada, quer quando esta é muito reduzida. Contudo, é de realçar que, na simulação anual de operação da CRV em sistema isolado, a condição de autossuficiência não foi atingida, i.e. não foi alcançado o equilíbrio entre a produção e o consumo, devido às exigentes condições de operação que este tipo de estratégia acarreta, o que é revelador do adequado funcionamento do modelo.

Tendo em conta que o valor de mercado da energia está intimamente relacionado com o perfil diário do consumo, conclui-se que a adoção das CRVs pode, efetivamente e de forma clara, facilitar a integração de centrais renováveis variáveis no tempo em ambiente de mercado, diminuindo a necessidade de tarifas subsidiadas para as FER, ao permitir a geração de energia com maior valor de mercado e ao dotá-la, ainda que pela sua associação a centrais despacháveis, de “garantia de potência”, diminuindo a necessidade do recurso a reservas secundárias adicionais (cujos preços são muito elevados). Com efeito, a agregação da produção de várias centrais renováveis confere uma maior flexibilidade ao perfil de produção agregado, permitindo assim adaptar-se mais facilmente ao perfil de consumo, mediante o recurso à compra de energia nos períodos menos favoráveis.

Constata-se a natural variação dos lucros da CRV com os valores do mercado, mantendo em todas as circunstâncias a flexibilidade necessária para poder adaptar a sua produção às variações do valor da energia em mercado. Verifica-se ainda que a operação de um conjunto de centrais sob o conceito de CRV poderia muito pontualmente beneficiar de medidas de controlo da produção eólica e fotovoltaica, nos períodos em que sua produção não possua vantagens técnicas e/ou económicas.

Os resultados obtidos ilustram a maisvalia do conceito da agregação de produção renovável, através dos resultados económicos obtidos para a CRV, sendo esperado que tais resultados se repitam sempre nas situações em que haja complementaridade entre as fontes de energia renováveis.

Destaca-se a aplicabilidade da ferramenta desenvolvida em inúmeros casos de estudo não cobertos por esta dissertação, e que promovam, não só a gestão otimizada de qualquer grupo de centros produtores agregados em CRV, mas que possam, e.g. melhorar a sua conceção, nomeadamente no que diz respeito ao dimensionamento da unidade de armazenamento, neste caso a albufeira da central hídrica. Outras estratégias e valências de operação, como por exemplo, a participação da CRV em ambiente de mercado de reservas, onde a exportação será efetuada em períodos e em volumes específicos, ou a prossecução de estudos de sensibilidade a variações da capacidade ou do binómio custo/valor da produção, para além de facilmente exequíveis com a ferramenta desenvolvida, permite calcular de forma objectiva os limites de um funcionamento rentável de uma CRV.

Trabalhos futuros, aprofundando o conceito de CRV, deveriam integrar indiscutivelmente um modelo de desempenho da rede elétrica, que permitisse avaliar problemas de congestionamento das redes locais, e outros parâmetros de qualidade de energia, e.g. o perfil de tensões ou as flutuações de potência e/ou tensão na rede local servida pela CRV. Adicionalmente, o perfil de produção pode ser otimizado para ter em conta esses fatores, por forma a poder solucionar alguns desses mesmos desafios, evidenciando as mais-valias inerentes à agregação de centros produtores segundo o conceito de CRV técnica.

As conclusões deste trabalho demonstram a extrema importância dos conceitos e soluções relacionados com as CRV, para garantir a segurança e a eficiência do sistema electroprodutor em cenários de penetração renovável muito elevada, visando a prossecução dos objetivos de médio prazo propostos a todos os estados membros e aos anseios da sociedade por um futuro energético mais “limpo” e, essencialmente, mais sustentável.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Comissão Europeia, “A estratégia Europa 2020 em poucas palavras,” 2016. [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/index\\_pt.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/index_pt.htm).
- [2] REN, “Dados Técnicos,” 2016.
- [3] DGEG, “Renováveis - Estatísticas Rápidas nº135 - janeiro de 2016,” Lisboa, 2016.
- [4] A. Estanqueiro, “Como conceber um Sistema Eléctrico 100% Renovável até 2050?,” 2015.
- [5] DGEG, “Renováveis - Estatísticas Rápidas - Dezembro de 2009,” 2009.
- [6] Jornal Económico, “Energia solar fotovoltaica em regime de mercado atinge os 2.300 megawatts,” Lisboa, 21-Jul-2016.
- [7] APREN; INEGI, “Parques Eólicos em Portugal Wind Farms in Portugal,” 2015.
- [8] IEA Wind, “Annual Reports - 32 Portugal,” 2014.
- [9] A. Estanqueiro *et al.*, “Hydro power Flexibility for Power Systems with Variable Renewable Energy Sources (RES). An IEA Task 25 Collaboration,” *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, 2016.
- [10] IEA, *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*. 2014.
- [11] L. Rodrigues and A. Estanqueiro, “Integration of renewable sources in the electric system using Virtual Renewable Power Plants,” *Electr. Power Qual.* ..., pp. 1–5, 2011.
- [12] K. Dietrich, J. M. Latorre, L. Olmos, and A. Ramos, “Modelling and assessing the impacts of self supply and market-revenue driven Virtual Power Plants,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 462–470, 2015.
- [13] A. G. Zamani, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, “Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant,” *Appl. Energy*, vol. 169, pp. 324–340, 2016.
- [14] H. Pandzic, J. M. Morales, A. J. Conejo, and I. Kuzle, “Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming,” *Appl. Energy*, vol. 105, pp. 282–292, 2013.
- [15] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, “Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, 2011.
- [16] P. Asmus, “Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future,” *Electr. J.*, vol. 23, no. 10, pp. 72–82, 2010.
- [17] EUR-lex, “Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia,” 2015. [Online]. Available: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=URISERV:0802\\_3](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=URISERV:0802_3).
- [18] C. Holttinen, Hannele; Orths, Antje; Abildgaard, Hans; Hulle, van Frans; Kiviluoma, Juha; Lange, Bernhard; O’Malley, Mark; Flynn, Damian; Keane, Andrew; Dillon, Jody; Carlini, Enrico Maria; Tande, John Olav; Estanqueiro, Ana; Lazaro, Emilio; Söder, Lennart,, “Expert Group Report on Recommended Practices 16. Wind Integration Studies,” *IEA Wind*, 2013.
- [19] A. I. Estanqueiro, J. O. Tande, and J. A. P. Lopes, “Assessment of Power Quality Characteristics of Wind Farms,” pp. 0–3, 2007.
- [20] IEA, “Variability of Wind Power and Other Renewables - Management options and strategies,” 2005.
- [21] IPMA, “Área educativa - CLIMA DE PORTUGAL CONTINENTAL,” 2016. [Online]. Available: <https://www.ipma.pt/pt/educativa/tempo.clima/index.jsp?page=clima.pt.xml>.
- [22] A. Estanqueiro, *The future energy mix paradigm: How to embed large amounts of wind*

- generation while preserving the robustness and quality of the power systems?* 2010.
- [23] E. Holttinen, Hannele; Meibom, Peter; Hulle, Frans van; Lange, Bernhard; O'Malley, Mark; Pierik, Jan; Ummels, Bart; Tande, John Olav; Estanqueiro, Ana; Matos, Manuel; Gomez, Emilio; Soder, Lennart; Strbac, Goran; Shakoor, Anser; Ricardo, João; Smith, J. Char, "Design and operation of power systems with large amounts of wind power," *Int. Energy Agency*, 2009.
  - [24] A. Estanqueiro, "Impact of Wind Generation Fluctuations in the Design and Operation of Power Systems," *7th Int. Work. Large Scale Integr. Wind Power Transm. Networks Offshore Wind Farms*, p. 7, 2009.
  - [25] REN, "Centro de Informação," 2016. [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>. [Accessed: 27-Apr-2016].
  - [26] Y. S. Lim and J. H. Tang, "Experimental study on flicker emissions by photovoltaic systems on highly cloudy region: A case study in Malaysia," *Renew. Energy*, vol. 64, pp. 61–70, 2014.
  - [27] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, and M. García, "Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion," *Prog. Photovolt Res. Appl.*, vol. 15, no. July 2011, pp. 659–676, 2011.
  - [28] I. H. Rowlands, B. P. Kemery, and I. Beausoleil-Morrison, "Managing solar-PV variability with geographical dispersion: An Ontario (Canada) case-study," *Renew. Energy*, vol. 68, pp. 171–180, 2014.
  - [29] J. Milligan, Michael; Cochran, Jaquelin; Miller, Mackay; Zinaman, Owen; Arent, Doug; Nrel, Bryan; Palmintier, Malley, Mark O; Mueller, Simon; Lannoye, Eamonn; Epri, Aidan; Tuohy; Kujala, Ben; Sommer, Morten; Holttinen, Hannele; Kiviluoma, "Flexibility in 21 st Century Power Systems," 2014.
  - [30] REN, "Estatística Diária - SEN," 2016. [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>.
  - [31] P. Denholm, M. O'Connell, G. Brinkman, and J. Jorgenson, "Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart," 2015.
  - [32] A. I. Estanqueiro, C. B. Mateus, A. Estanqueiro, C. B. Mateus, and R. Pestana, "Operational Experiência of Extreme Wind Penetrations," *9th Int. Work. Large-Scale Integr. Wind Power into Power Syst. as well as Transm. Networks Offshore Wind Power Plants. Quebec, 2010.*, no. October 2016, 2010.
  - [33] M. Milligan, E. Ela, and B. Kirby, "Operating Reserves and Variable Generation Operating Reserves and Variable Generation," 2011.
  - [34] Y. G. Rebours, S. Member, D. S. Kirschen, and M. Trotignon, "A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part I: Technical Features," vol. 22, no. 1, pp. 350–357, 2007.
  - [35] Y. G. Rebours, S. Member, D. S. Kirschen, and M. Trotignon, "A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part II: Economic Features," vol. 22, no. 1, pp. 358–366, 2007.
  - [36] IEA Wind, "2015 Annual Report," 2016.
  - [37] DL-189, "Diário da República N° 123, Série I-A de 27 de Maio de 1988," 1988. [Online]. Available: <http://dre.pt>.
  - [38] DL-339C, "Diário da República N° 300, Série I-A de 29-12-2001." 2001.
  - [39] DL-33A, "Diário da República N° 33, Série I-A de 16 de Fevereiro de 2005," 2005.
  - [40] DL-215B, "Diário da República N° 194, Série I-A de 8 de Outubro de 2012," 2012.

- [41] Kpmg, “Taxes and incentives for renewable energy,” 2014.
- [42] RD-436, *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. 2004, p. Boletín Oficial del Estado, 27 de marzo de 2004, n.
- [43] RD-661, *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. 2007, p. Boletín Oficial del Estado, 26 de mayo de 2007, nú.
- [44] Eversheds, “Eversheds International UK : First Contract for Difference ( CfD ) auction results announced,” 2015. [Online]. Available: <http://www.eversheds.com/global/en/what/articles/index.page?ArticleID=en/Energy/first-cfd-auction-results-announced-150226>.
- [45] SmartGrids, “European Technology Platform,” 2016. [Online]. Available: <http://www.smartgrids.eu>.
- [46] A. Estanqueiro, “Noção de Redes Inteligentes/Ativas,” *Comun. Pessoal*, 2016.
- [47] H. Morais, M. Cardoso, L. Castanheira, and Z. Vale, “A decision-support simulation tool for virtual power producers,” *2005 Int. Conf. Futur. Power Syst.*, vol. 3512283211, pp. 1–6, 2005.
- [48] D. Pudjianto, D. Pudjianto, C. Ramsay, C. Ramsay, G. Strbac, and G. Strbac, “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources,” *Renew. Power Gener. IET*, vol. 1, no. 1, pp. 10–16, 2007.
- [49] A. Estanqueiro, “Noção de Central Renovável Virtual,” *Comun. Pessoal*, 2016.
- [50] M. Peik-herfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, “Two-stage approach for optimal dispatch of distributed energy resources in distribution networks considering virtual power plant concept,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 36, no. 24, pp. 43–63, 2014.
- [51] A. Tascikaraoglu, O. Erdinc, M. Uzunoglu, and A. Karakas, “An adaptive load dispatching and forecasting strategy for a virtual power plant including renewable energy conversion units,” *Appl. Energy*, vol. 119, pp. 445–453, 2014.
- [52] P. Andersen, B. Poulsen, M. Decker, C. Træholt, and J. Østergaard, “Evaluation of a generic virtual power plant framework using service oriented architecture,” *Power Energy ...*, no. PECon 08, pp. 1212–1217, 2008.
- [53] K. Töpfer, “Background Paper: The Combined Power Plant,” no. 27, 2008.
- [54] Erneuerbare Energien, “Technical summary of the Combined Power Plant,” 2008.
- [55] T. Kombikraftwerk, “Simulation of a 100 % RES System The Renewable Energy Scenario and the Calculation Results,” 2013.
- [56] Fenix, “Flexible Electricity Network to Integrate the expected ‘energy evolution,’” 2013. [Online]. Available: <http://www.fenix-project.org/>.
- [57] C. Kieny, “The FENIX vision: The Virtual Power Plant and system integration of distributed energy resources,” 2008.
- [58] Z. Vale *et al.*, “VPP ’ s Multi-Level Negotiation in Smart Grids and Competitive Electricity Markets,” pp. 1–8, 2011.
- [59] M. Fahrioglu, F. L. Alvarado, R. H. Lasseter, and T. Yong, “Supplementing demand management programs with distributed generation options,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 84, no. 1, pp. 195–200, 2012.
- [60] P. Lombardi, M. Powalko, and K. Rudion, “Optimal operation of a virtual power plant,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2009.
- [61] M. Angelo, A. Pedrasa, T. D. Spooner, and I. F. Macgill, “A novel energy service model

- and optimal scheduling algorithm for residential distributed energy resources,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 12, pp. 2155–2163, 2011.
- [62] J. Driesen, G. Deconinck, W. D’haeseleer, and R. Belmans, “Active User Participation in Energy Markets Through Activation of Distributed Energy Resources,” *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–4, 2007.
  - [63] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained – Theory, Design and Application. Chapter3: Aerodynamics of Wind Turbines*, vol. 2. 2002.
  - [64] G. L. Araujo and E. Sanchez, “Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell,” *Sol. Cells*, vol. 5, no. 4, pp. 377–386, 1982.
  - [65] G. N. Tiwari and R. K. Mishra, *Advanced Renewable Energy Sources*, Ilustrada. Royal Society of Chemistry, 2012.
  - [66] IRPWind, “Integrating EU R&D efforts on wind energy,” 2016. [Online]. Available: <http://www.irpwind.eu/>.
  - [67] T. Kohonen, “Analysis of a simple self-organizing process,” *Biol. Cybern.*, vol. 42, pp. 59–69, 1982.
  - [68] T. Kohonen, “Self-organized formation of topologically correct feature maps,” *Biol. Cybern.*, vol. 43, pp. 59–69, 1982.
  - [69] A. . Hennig, T.; Estanqueiro, A.; Anaya-Lara, O.; Attya, A.; Mende, D.; Rodrigues, L.; Silva, A. R.; Couto, “Control strategies for WPP/WPPC and provision of balancing reserve WP81 – D81.1,” *Relatório Técnico LNEG – FP7 IRPWind Proj.*, p. 110, 2015.
  - [70] M. Ali, I. Ilie, and G. Chicco, “Using Probabilistic Clustering,” vol. 28, no. 1, pp. 309–316, 2013.
  - [71] Isotofón, “Ficha Técnica I-106.” .
  - [72] R. R. Jr, “Design techniques for flat-plate photovoltaic arrays,” *IEEE, 15th Photovoltaic Specialists Conference*. 1981.
  - [73] M. Fuentes, G. Nofuentes, J. Aguilera, D. L. Talavera, and M. Castro, “Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates,” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 11, pp. 1396–1408, 2007.
  - [74] C. Honsberg and S. Bowden, “Solar Radiation on a Tilted Surface,” 2016. .
  - [75] H. da Barroca, “Alteamento do aproveitamento hidroeléctrico da Barroca. Estudo de impacte ambiental - Resumo Não Técnico,” 2007.
  - [76] A. Sá da Costa, “Energia Hídrica: Aulas Teóricas,” *Fac. Ciências da Univ. Lisboa*, 2014.
  - [77] M. M. Portela, “Série de caudais transporta a partir da estação hidrométrica de Ponte Mucela,” *Comun. Pessoal*, 2016.
  - [78] A. Hidroel, “DECLARAÇÃO AMBIENTAL 2009,” 2009.
  - [79] C. Yang, *Pumped Hydroelectric Storage*. Elsevier Inc., 2016.
  - [80] SNIRH, “Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos - Alto do Lindoso,” 2016. [Online]. Available: <http://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=1&idItem=7&albufcode=83>.
  - [81] L. Schumaker, *baSpline functions: basic theory*. 2007.
  - [82] SNIRH, “Sistema Nacional de Informação de Informação de Recursos Hídricos Júnior - Rio Lima,” 2016. [Online]. Available: <http://snirh.apambiente.pt/junior/?menu=2.1&item=1>.
  - [83] M. Jakob, “Marginal costs and co-benefits of energy efficiency investments. The case of the Swiss residential sector,” *Energy Policy*, vol. 34, no. 2 SPEC. ISS., pp. 172–187, 2006.
  - [84] L. Hirth, “The market value of variable renewables. The effect of solar wind power

- variability on their relative price,” *Energy Econ.*, vol. 38, pp. 218–236, 2013.
- [85] S. Borenstein, “The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation,” *J. Econ. Perspect.*, vol. 26, no. 1, pp. 67–92, 2012.
- [86] J. O. N. Olauson, “Modelling Wind Power for Grid Integration Studies,” Uppsala, 2016.
- [87] REN, “Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha,” 2016. .
- [88] F. Bastos, “Otimização em Engenharia: Aulas Teóricas.,” *Fac. Ciências da Univ. Lisboa*, 2015.
- [89] J. C. Holttinen, H; Meibom, P; Orths, A; Malley, M O; Ummels, B C; Tande, J O; Estanqueiro, A; Gomez, E; Smith, “Impacts of Large Amounts of Wind Power on Design and Operation of Power Systems; Results of IEA Collaboration,” *Renew. Energy*, pp. 14–15, 2008.
- [90] T. Senjyu, R. Sakamoto, N. Urasaki, T. Funabashi, H. Fujita, and H. Sekine, “Output power leveling of wind turbine generator for all operating regions by pitch angle control,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 2, pp. 467–475, 2006.
- [91] S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and M. Karimi, “Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources – A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1170–1184, 2016.
- [92] N. Ina, S. Yanagawa, T. Kato, and Y. Suzuoki, “Smoothing of PV system output by tuning MPPT control,” *Electr. Eng. Japan (English Transl. Denki Gakkai Ronbunshi)*, vol. 152, no. 2, pp. 10–17, 2005.
- [93] M. Smith, J Charles; Osborn, Dale; Zavadil, Robert; Lasher, Warren; Estanqueiro, Ana; Trotscher, Thomas; Emilio, G; Korp, “Transmission planning for wind energy in the United States and Europe : status and prospects,” vol. 2, no. February, pp. 1–13, 2013.
- [94] Comissão Europeia, “Smart Grids Task Force,” 2016. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>.
- [95] A. Couto, P. Costa, L. Rodrigues, V. V Lopes, and A. Estanqueiro, “Impact of Weather Regimes on the Wind Power Ramp Forecast in Portugal,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 934–942, 2015.
- [96] A. Estanqueiro, “Noção de Garantia de Potência,” *Comun. Pessoal*, 2016.
- [97] J. E. S. De Haan, J. Frunt, and W. L. Kling, “Mitigation of wind power fluctuations in smart grids,” *Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur. 2010 IEEE PES*, pp. 1–8, 2010.



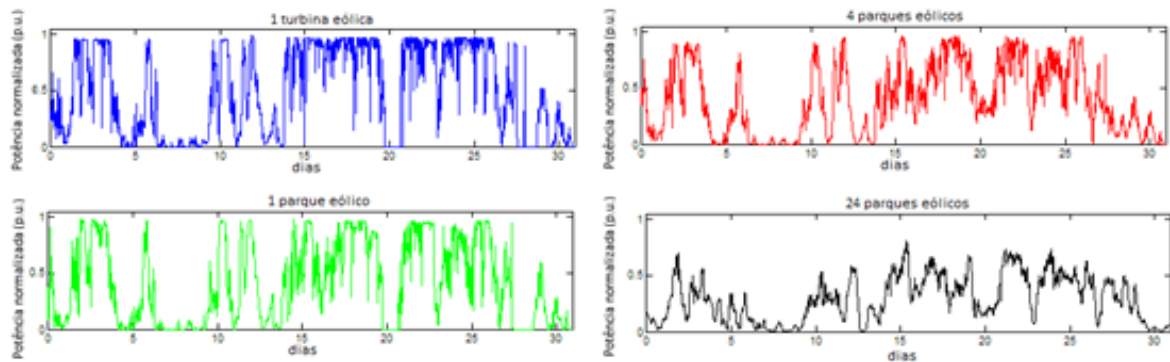
## ANEXO I – MÉTODOS DE MITIGAÇÃO DAS FLUTUAÇÕES RÁPIDAS DA PRODUÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA.

### EÓLICA:

Em 1980, H. Lipman desenvolveu uma expressão matemática que caracteriza o comportamento de um agregado infinito de aerogeradores que operaram segundo séries temporais de vento não correlacionadas [1].

$$\sigma_P = \frac{1}{\sqrt{N}} \quad (\text{I.1})$$

Onde  $\sigma_P$  representa o desvio padrão da geração eólica e  $N$  o número de aerogeradores agregados. Este efeito de suavização das flutuações rápidas de cada aerogerador revela-se tão mais evidente quanto maior for o número de turbinas eólicas conectadas ao mesmo sistema elétrico, uma vez que isso traduz uma maior aproximação à condição ideal imposta por *Lipman* na sua definição [24]. A agregação de turbinas em bloco revela-se, então, extremamente positiva quer para os sistemas de energia, quer para a gestão da rede local. Na Figura I.1 pode verificar-se este efeito, à medida que se observam as séries de potência geradas por 1 aerogerador, 1 central eólica, 4 centrais eólicas e, finalmente, 24 centrais eólicas.



**Figura I.1.** Flutuações da energia eólica e efeitos de suavização através da agregação: potência entregue por 1 aerogerador (linha azul); por 1 central eólica (linha verde); por 4 centrais eólicas (linha vermelha) e por 24 centrais eólicas (linha preta). Valores normalizados [22].

Este efeito pode ser também comprovado analisando os dados da Tabela I.1, onde se encontram sistematizados os valores médios e os respetivos desvios padrão, determinados para diferentes horizontes de tempo e agregados de aerogeradores de uma central eólica nos Estados Unidos da América (EUA). O desvio padrão do conjunto de 250 aerogeradores, no horizonte temporal de 1 segundo, revela a baixa correlação das flutuações muito rápidas deste tipo de centrais. Para horizontes temporais superiores - de 10 minutos a 1 hora - este efeito de suavização revela-se menos notório e as variações na produção de energia aumentam ligeiramente, embora o efeito da agregação espacial na suavização da potência de um conjunto de turbinas seja ainda notório, com uma redução de 10.7% para 7.9% para dados de base horária.

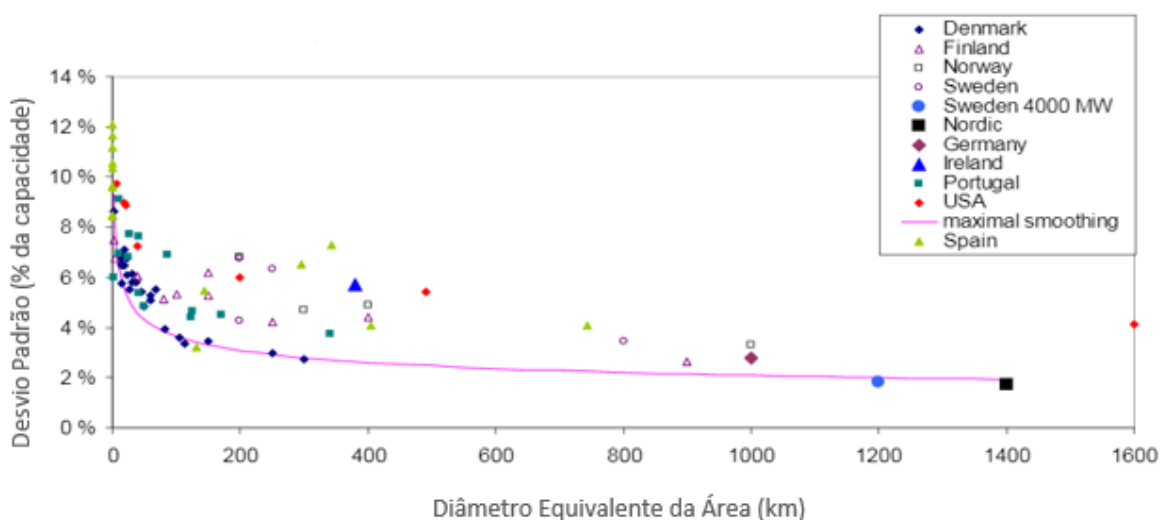
**Tabela I.1.** Valores médios e desvio padrão das variações em degrau em função do aumento do número de turbinas agregadas de um parque eólico nos EUA [23]

Horizonte Temporal		14 Turbinas		61 Turbinas		138 Turbinas		250+ Turbinas	
		kW	%	kW	%	kW	%	kW	%
1 Segundo	Média	41	0.4	172	0.2	148	0.1	189	0.1
	Desvio Padrão ( $\sigma$ )	56	0.5	203	0.3	203	0.2	257	0.1
1 Minuto	Média	130	1.2	612	0.8	494	0.5	730	0.3
	Desvio Padrão ( $\sigma$ )	225	2.1	1 038	1.3	849	0.8	1 486	0.6
10 Minutos	Média	329	3.1	1 658	2.1	2 243	2.2	3 713	1.5
	Desvio Padrão ( $\sigma$ )	548	5.2	2 750	3.5	3 810	3.7	6 418	2.7
1 Hora	Média	736	7.0	3 732	4.7	6 582	6.4	23 755	5.3
	Desvio Padrão ( $\sigma$ )	1 124	10.7	5 932	7.5	10 032	9.7	19 213	7.9

Atualmente, no entanto, o foco dos cientistas e investigadores prende-se, em primeiro lugar, com o funcionamento estável dos sistemas electroprodutores com grandes quantidades de energia eólica e, em segundo lugar, com o planeamento do próprio sistema que terá de ser capaz de lidar com penetrações de energia eólica (e renovável variável no tempo, no geral) cada vez mais elevadas, especialmente com as novas metas estabelecidas pela comissão europeia para 2020 [24].

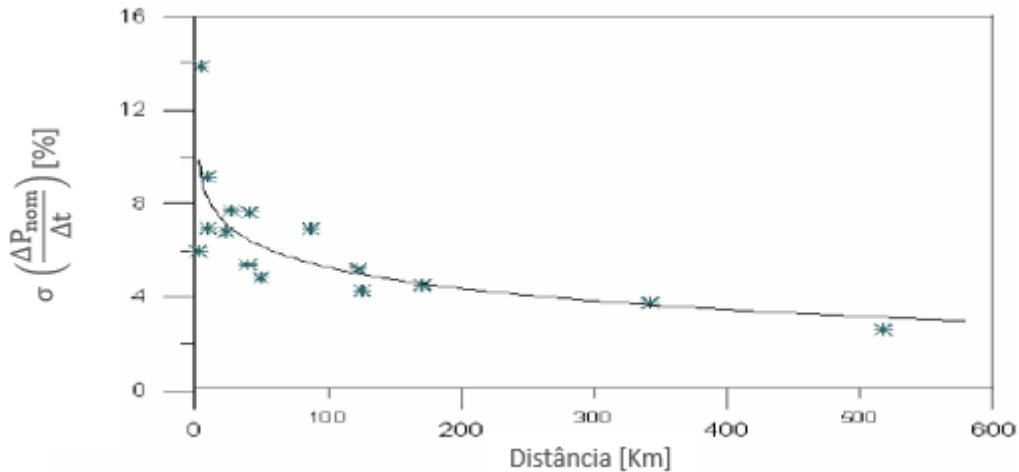
Vários estudos têm sido elaborados para avaliar o impacto que a agregação de várias centrais eólicas geograficamente dispersas tem na diminuição das flutuações da potência destas centrais.

A Figura I.2 revela que para distâncias superiores a 100 km este efeito é sistemático e aplicado a qualquer sistema com geração eólica. Para escalas espaciais superiores a 600 km, mesmo parte das flutuações de potência à escala horária são fortemente suavizadas, sendo expectável um desvio padrão da potência sempre inferior a 5% [23].

**Figura I.2.** Redução na variabilidade da potência eólica: redução no desvio padrão das variações horárias retiradas dos dados de produção eólica em diversos países (pontos). Estimativa do máximo efeito de suavização das flutuações pela dispersão espacial das centra [23].



Em [24], o desvio padrão da variação da potência foi determinado para diferentes conjuntos de centrais eólicas agregadas, de acordo com a sua distribuição espacial em Portugal. Os resultados (Figura I.3) revelam que para centrais mais próximas, tipicamente, com distâncias inferiores a 100 km, os efeitos de suavização não são muito significativos para escalas temporais de 10 minutos (embora o sejam a escalas temporais menores, de turbulência mecânica). Este efeito revela-se, no entanto, considerável e sistemático quando se consideram largas distâncias, à escala de um país e de áreas de controlo.



**Figura I.3.** Efeito de suavização das flutuações da potência (médias de 10 minutos) através da agregação de centrais eólicas dispersos geograficamente em Portugal [24].

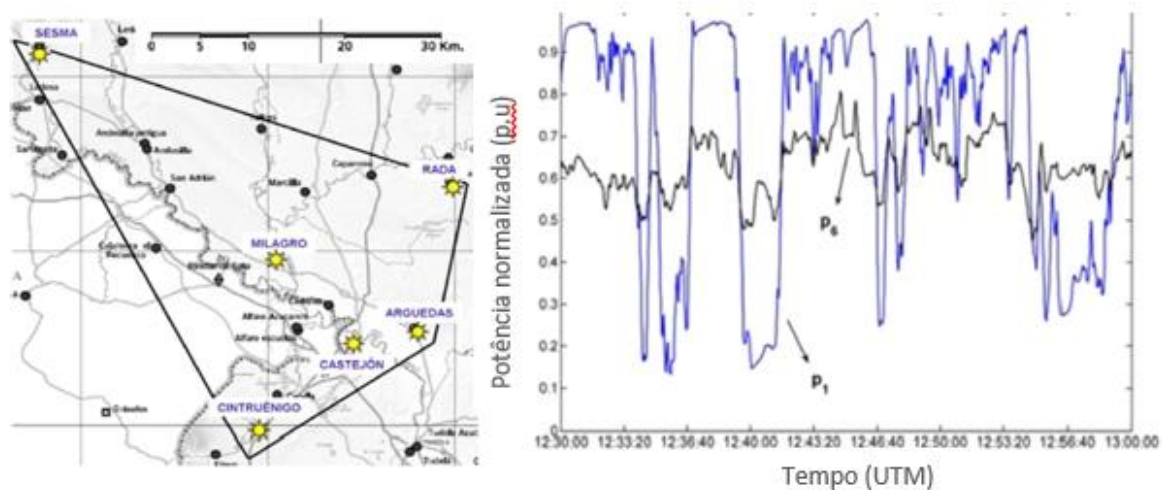
Os dados sistematizados na Figura I.2 e na Figura I.3 revelam ainda uma estabilização deste efeito para distâncias superiores a algumas dezenas de quilómetros, o que significa que o desvio padrão determinado para as variações de potência dificilmente será inferior a 3%, seja qual for a distância superior a alguns km considerada entre as centrais [23], [24].

Em adição aos efeitos de suavização da produção acima apresentados, existem sistemas ativos que podem ser utilizados com o objetivo de diminuir a variabilidade da produção eólica. Através da implementação de requisitos de arranque e paragem graduais à potência máxima, utilizando taxas de aumento/diminuição (genericamente denominadas por “rampas”), é possível diminuir as flutuações mais extremas, quer em amplitude, quer em frequência, em escalas de tempo reduzidas [89].

Métodos como o controlo de passo (*pitch control*) das turbinas eólicas, apresentados em [90], são soluções que podem ser implementadas no próprio controlo do aerogerador. Como referido na secção 2.1, a maior parte da tecnologia eólica atual opera para velocidades de vento normalmente compreendidas entre 3.5 m/s e 25 m/s. Assim, os aerogeradores deixam de produzir energia quando a velocidade do vento é muito reduzida (menor que 3 m/s), mas também quando esta é demasiado elevada (superior a 25 m/s), por forma a evitar danos estruturais na turbina. O controlo de passo, no entanto, permite a operação das turbinas eólicas para valores da velocidade do vento diferentes, através da variação do ângulo de ataque das suas pás sempre que isso permita o controlo da produção para valores abaixo do valor nominal da potência do equipamento.

## FOTOVOLTAICO:

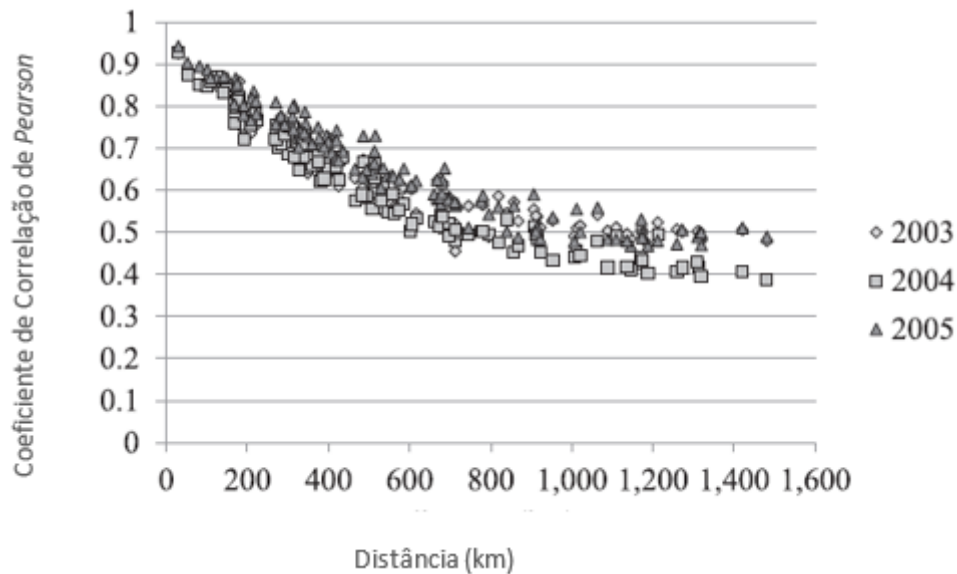
Pode dizer-se, no entanto, que à semelhança do que acontece na energia eólica, as flutuações rápidas verificadas na produção de energia fotovoltaica poderão, também, ser mitigadas quando se considera uma produção geograficamente distribuída [91]. Um estudo realizado em Espanha [27] conclui, inclusive, que quanto maior for o número de centrais fotovoltaicas agregadas e quanto maior for a distância entre elas, maior será o efeito de suavização destas flutuações (Figura I.4).



**Figura I.4.** (a) Localização de seis centrais fotovoltaicas dispersas em mais de 1000 km<sup>2</sup> em Espanha; (b) Perfil de produção da central de Cintruénigo (linha azul) e perfil de produção das seis centrais fotovoltaicas combinadas (linha preta) [27].

Investigadores no Canadá [28] quantificaram as correlações existentes entre os dados modelados de produção fotovoltaica em diversos pares de locais geograficamente dispersos. Os resultados, apresentados na Figura I.5, revelam uma clara diminuição na correlação das flutuações com o aumento da distância. Os valores de correlação próximos de 1<sup>v</sup> são encontrados em localizações que se encontram próximas entre si, isto é, com distâncias da ordem dos 30 km (microescala), que é a distância entre as duas centrais mais próximas consideradas neste estudo. Para distâncias superiores a 800 km, este estudo conclui, no entanto, que qualquer aumento na distância não conduzirá a uma diminuição da correlação das flutuações na energia produzida por centrais.

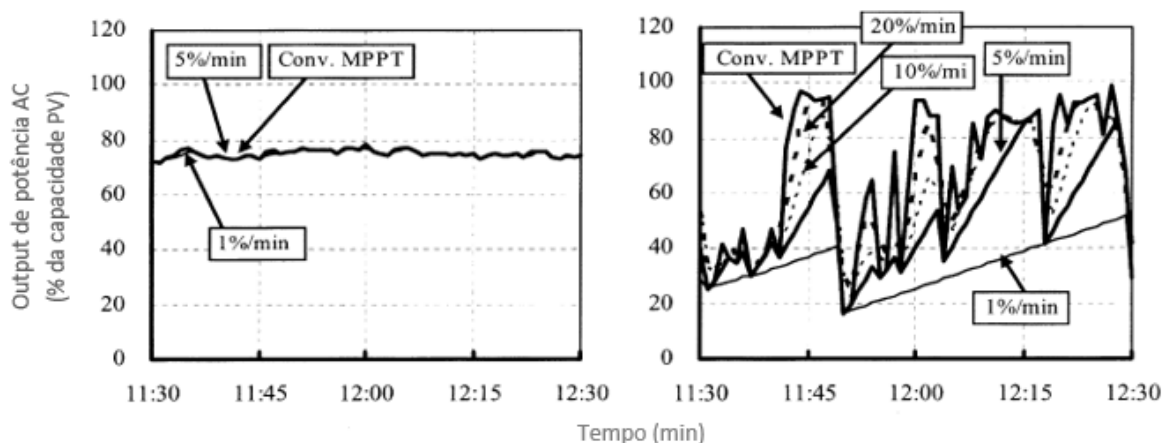
<sup>v</sup>Valores de correlação de *Pearson* compreendidos entre 0.8 e 1 caracterizam a relação como sendo muito forte, valores entre 0.4 e 0.6 caracterizam uma relação moderada enquanto valores entre 0.2 e 0.4 traduzem uma fraca relação.



**Figura I.5.** Coeficiente de correlação de *Person* determinado para diferentes pares de locais em Ontario, Canadá, para os anos de 2003, 2004 e 2005 [28].

Outros estudos revelam, também, que o controlo ativo da potência entregue à rede por partes destas centrais pode contribuir de forma muito positiva para a diminuição das variações na potência entregue por este tipo centrais [91], como seria de esperar.

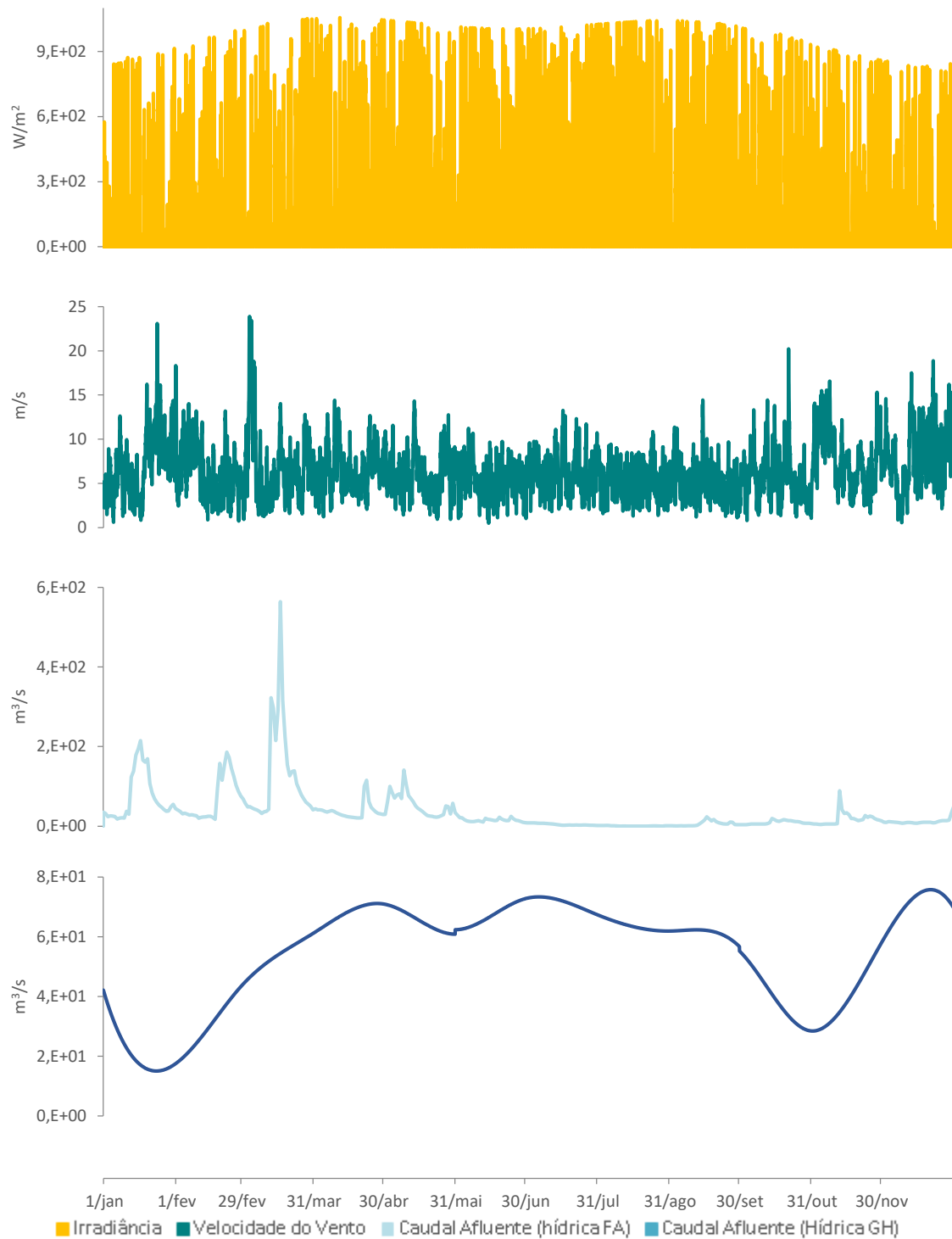
Em [92], os autores limitam a potência entregue à rede por parte dos módulos fotovoltaicos através do controlo do MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), numa tentativa de diminuir as flutuações rápidas provocadas pelas variações céleres da irradiância. Assim, quando a irradiância aumenta rapidamente, o controlo de operação do MPPT altera o modo de funcionamento do módulo para um ponto em que a potência não é produzida para os novos valores de irradiância, limitando as *ramp-ups* dos módulos para 1%, 5%, 10% e 20% da sua capacidade instalada, por minuto. Na **Error! Reference source not found.** é possível verificar a potência AC entregue à rede por um sistema fotovoltaico, em função do tempo, utilizando o método proposto neste estudo. Estes investigadores concluíram que este método é capaz de reduzir em 28% as flutuações na potência entregue [91].



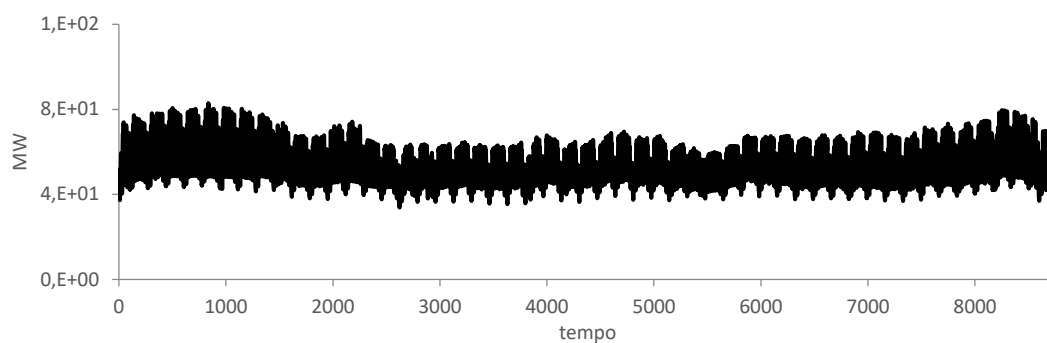
**Figura I.6.** Potência fotovoltaica entregue à rede elétrica com controlo do MPPT. Representação para um dia com poucas variações de níveis de irradiância (esquerda) e com muitas variações (direita) (adaptado de: [92])

A Figura I.6 permite concluir, assim, que a suavização das flutuações da potência entregue à rede pode ser atingida através do método proposto, especialmente quando se consideram *ramp-ups* mais curtas (1% ou 5%).

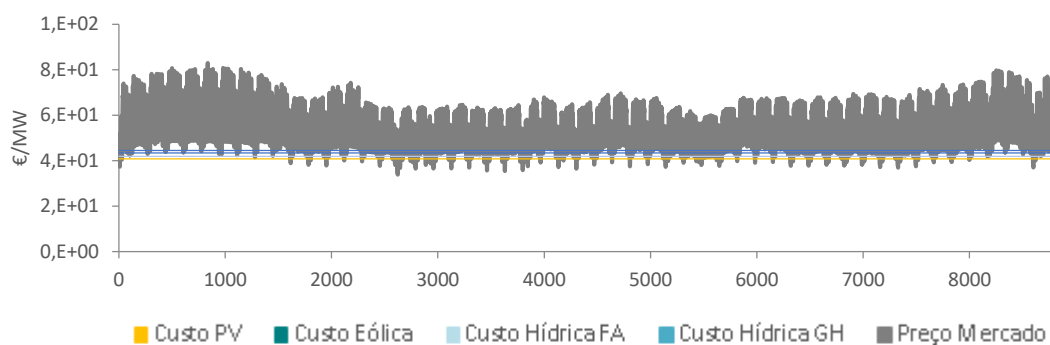
## ANEXO II – SÉRIES TEMPORAIS



**Figura II.1.** Séries temporais de recurso primário renovável: irradiância, velocidade do vento, caudal afluyente da hídrica FA e caudal afluyente da hídrica GH.



**Figura II.2.** Série temporal anual do consumo.



**Figura II.3.** Série anual dos preços de mercado e dos custos de produção das diferentes tecnologias.